

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

THÈSE PRÉSENTÉE À  
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
À L'OBTENTION DU  
DOCTORAT EN GÉNIE  
Ph. D.

PAR  
Mounir BENADJA

APPROCHES POUR LA RÉDUCTION DE L'IMPACT DE DÉFAUT DANS LE  
TRANSPORT D'ÉNERGIE DU PARC ÉOLIEN OFFSHORE VIA VSC-HVDC

MONTREAL, LE 12 OCTOBRE 2016



Mounir Benadja, 2016



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

**PRÉSENTATION DU JURY**  
CETTE THÈSE A ÉTÉ ÉVALUÉE  
PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Chandra Ambrish, directeur de thèse  
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Liu Zhaoheng, président du jury  
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Al-Haddad Kamal, membre du jury  
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Sheldon Williamson, examinateur externe  
Département de génie électrique, informatique et génie logiciel  
Institut de technologie, Université d'Ontario

M. Mamadou Lamine Doumbia, examinateur externe indépendant  
Département de génie électrique et génie informatique  
École d'ingénierie, Université du Québec à Trois-Rivières

ELLE A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 9 SEPTEMBRE 2016

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## **REMERCIEMENTS**

Le travail présenté dans cette thèse a été effectué dans le cadre du programme de doctorat en génie électrique au sein du laboratoire GRÉPCI (Groupe de Recherche en Électronique de Puissance et Commande Industrielle) de l'École de technologie supérieure.

Je voudrais tout d'abord exprimer mes profonds remerciements à mon directeur de thèse, Monsieur Ambrish Chandra, Professeur au département de génie électrique à l'École de technologie supérieure, Université du Québec, Canada, pour avoir dirigé ce travail, pour la confiance et l'intérêt qu'il a témoigné tout au long de l'achèvement de cette thèse, pour sa disponibilité au quotidien, sa qualité pédagogique et ses connaissances multidisciplinaires qui m'ont permis d'assimiler la complexité des disciplines et phénomènes mis en jeu tout au long de la réalisation de cette thèse. En bref, ces années de recherche et de travail commun ont été un véritable challenge scientifique et la qualité de son engagement, son encadrement, ses conseils et son soutien sont pour moi un exemple à suivre. J'espère que notre collaboration ne s'arrêtera pas avec cette thèse.

Je suis très honoré et j'exprime mes sincères remerciements à Monsieur Liu Zhaoheng, Professeur au département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure, Université du Québec, Canada pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Toute ma reconnaissance va également aux Professeurs : Kamal Al-Haddad Professeur au département de génie électrique à l'École de technologie supérieure, Université du Québec, Canada, Sheldon Williamson Professeur au département de génie électrique, informatique et génie logiciel à l'institut de technologie, Université d'Ontario, Canada ainsi que Mamadou Lamine Doumbia Professeur au département de génie électrique et génie informatique à l'École d'ingénierie, Université du Québec à Trois-Rivières pour avoir accepté de juger ce travail en tant qu'examineurs.

Que tous les membres, collègues et amis du GRÉPCI de l'ÉTS trouvent ici le témoignage de mon amitié et de ma reconnaissance, en particulier les Docteurs Abdelhamid Hamadi, Miloud Rezkallah, Ali Chikh, Souleyman Fadoul, Seghir Benhalima, Auguste Ndtoungou, Alireza Javadi, Arsene Missanda, Azeddine Ghodbane et Abdelkrim Brahmi.

Je tiens aussi à remercier mes proches, mes voisins et mes amis de leurs encouragements tout au long de mes études en particulier Pr. Saad Salah, Pr. Khochemane Lakhdar, Pr. Azzedine Bedjaoui, Dr. Madi Belgacem, Dr. Benchouia Nedjemeddine et Dr. Laouar Farouk.

Je désire remercier en particulier ma mère, mon frère Mourad, mes sœurs, et je dédie ce travail à mon défunt père Abderrahmane et à mes chers enfants (Mayar, Chiheb Dhia-El-Hak et Khaled Abderrahmane).

Enfin, je remercie spécialement ma femme, pour son illimitée patience, son aide exceptionnel et son soutien rationnel de tous les instants jusqu'à l'accomplissement de cette thèse.

# **APPROCHES POUR LA RÉDUCTION DE L'IMPACT DE DÉFAUT DANS LE TRANSPORT D'ÉNERGIE DU PARC ÉOLIEN OFFSHORE VIA VSC-HVDC**

Mounir BENADJA

## **RÉSUMÉ**

Dans ce travail est présenté un système de génération d'énergie d'un parc éolien offshore et un système de transport utilisant les stations VSC-HVDC connectées au réseau principal AC onshore. Trois configurations ont été étudiées, modélisées et validées par simulation. Dans chacune des configurations, des contributions améliorant les côtés techniques et économiques sont décrites ci-dessous :

La première contribution concerne un nouvel algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracking) utilisé pour l'extraction de la puissance maximale disponible dans les éoliennes des parcs offshore. Cette technique d'extraction du MPPT améliore le rendement énergétique de la chaîne de conversion des énergies renouvelables notamment l'énergie éolienne à petite et à grande échelles (parc éolien offshore) qui constitue un problème pour les constructeurs qui se trouvent confrontés à développer des dispositifs MPPT simples, moins coûteux, robustes, fiables et capable d'obtenir un rendement énergétique maximal.

La deuxième contribution concerne la réduction de la taille, du coût et de l'impact des défauts électriques (AC et DC) dans le système construit pour transporter l'énergie d'un parc éolien offshore (OWF) vers le réseau principal AC onshore via deux stations 3L-NPC VSC-HVDC. La solution développée utilise des observateurs non-linéaires basés sur le filtre de Kalman étendu (EKF). Ce filtre permet d'estimer la vitesse de rotation et la position du rotor de chacune des génératrices du parc éolien offshore et de la tension du bus DC de l'onduleur DC-AC offshore et des deux stations 3L-NPC-VSC-HVDC (offshore et onshore). De plus, ce développement du filtre de Kalman étendu a permis de réduire l'impact des défauts AC et DC. Deux commandes ont été utilisées, l'une (commande indirect dans le plan abc) avec EKF intégré destinée pour contrôler le convertisseur DC-AC offshore et l'autre (commande d-q) avec EKF intégré pour contrôler les convertisseurs des deux stations AC-DC et DC-AC tout en tenant compte des entrées de chacune des stations. L'intégration des observateurs non-linéaires (EKF) dans le contrôle des convertisseurs permet de résoudre le problème des incertitudes de mesure, des incertitudes dans la modélisation, en cas du dysfonctionnement ou de panne des capteurs de mesure ainsi que le problème de l'impact des défauts (AC et DC) sur la qualité d'énergie dans les systèmes de transmission. Ces estimations contribuent à rendre le coût global du système moins cher et sa taille moins encombrante ainsi que la réduction de l'impact des défauts (AC et DC) sur le système.

La troisième contribution concerne la réduction de la taille, du coût et de l'impact des défauts électriques (AC et DC) dans le système construit pour transporter l'énergie d'un parc éolien offshore (OWF) vers le réseau principal AC onshore via deux stations VSC-HVDC. La

## VIII

solution développée utilise des observateurs non-linéaires basés sur le filtre de Kalman étendu (EKF). Ce filtre permet d'estimer la vitesse de rotation et la position du rotor de chacune des génératrices du parc éolien et de la tension du bus DC de l'onduleur DC-AC offshore. La contribution porte surtout sur le développement des deux commandes des deux stations. La première, la commande non-linéaire modifiée pour contrôler le premier convertisseur de la station VSC-HVDC offshore assurant le transfert de la puissance générée par le parc éolien vers la station VSC-HVDC onshore. La deuxième commande non-linéaire modifiée avec intégration de la régulation de la tension du bus DC et de la commande à modèle de référence adaptative (MRAC) pour la compensation des surintensités et surtensions durant les défauts AC et DC. On peut constater que lors d'un défaut AC au PCC (Point of Common Coupling) du côté réseau onshore, la profondeur de l'impact du défaut AC sur l'amplitude des courants du réseau principal AC onshore qui était réduit à 60% par les travaux de recherche (Erich, Feltes et Shewarega, 2014), comparativement à la nouvelle commande proposée MRAC qui réduit la profondeur de l'impact à 35%. Lors de l'apparition des défauts AC et DC, une réduction de l'impact des défauts sur l'amplitude des courants de réseau AC terrestre et du temps de réponse a été observée et la stabilité du système a été renforcée par l'utilisation de la commande adaptative basée sur le modèle de référence MRAC.

La quatrième contribution concerne une nouvelle commande basée sur le mode de glissement (SM) appliquée pour la station VSC-HVDC qui relie le parc éolien offshore (OWF) au réseau principal AC. Ce parc est composé de dix éoliennes basées sur des génératrices synchrones à aimant permanent (VSWT/PMSGs) connectées en parallèle et chacune est contrôlée par son propre convertisseur DC-DC. Une comparaison des performances entre la commande SM et de la commande non-linéaire avec des contrôleurs PI pour les deux conditions (présence et absence de défaut DC) a été analysée et montre la supériorité de la commande par SM. Un prototype du système étudié à échelle réduite a été réalisé et testé au laboratoire GRÉPCI en utilisant la carte dSPACE-DS1104 pour la validation expérimentale.

L'analyse et la simulation des systèmes étudiés sont développées sous l'environnement Matlab/Simulink/Simpowersystem. Les résultats obtenus à partir des configurations développées sont validés par simulation et par expérimentation. Les performances sont très satisfaisantes du point de vue réponse dynamique, réponse en régime permanent, stabilité du système et qualité de l'énergie.

**Mots clés :** Parc éolien offshore (OWF), génératrice synchrone à aimant permanent (GSAP), poursuite de point de puissance maximale (MPPT), convertisseur source de tension à base haute tension en courant continu (VSC-HVDC), filtre de Kalman étendu (EKF), commande adaptative à modèle de référence (MRAC), défauts AC et DC, contrôle par mode de glissement (SMC), stabilité, qualité d'énergie.



# **APPROACHES FOR THE REDUCTION OF FAULT IMPACT IN THE ENERGY TRANSPORT OF OFFSHORE WIND FARM VIA VSC-HVDC**

Mounir BENADJA

## **ABSTRACT**

In this work a power generation system of an offshore wind farm, a control system and a transmission system using VSC-HVDC stations connected to the onshore AC main grid is presented. Three configurations were studied, modeled and validated by simulation. The contribution of the research work for improving the technical and economic side are described as follows:

A new MPPT (Maximum Power Point Tracking) algorithm is used for extraction of the maximum power available from the wind turbine in offshore wind farms. This MPPT technique improves the conversion efficiency from wind turbine in small and large scale (offshore wind farm). It facilitates manufacturers in developing simple MPPT devices, which are cheaper, robust, reliable and able to achieve maximum energy efficiency.

Another main contributions of this work deals with the reduction in size, cost and the faults impact in AC and DC system built to transmit the power of an offshore wind farm (OWF) to the onshore main AC grid via two stations 3L-NPC VSC-HVDC. The developed solution uses the nonlinear observers based on the extended Kalman filter (EKF). This filter estimates the speed and the rotor position of each generator of the offshore wind farm, the DC bus voltage of the offshore DC-AC inverter and at the both stations-3L-NPC VSC-HVDC (offshore and onshore). Moreover, development of the Extended Kalman filter reduces the impact of AC and DC faults. Two controls techniques approaches were used, the indirect control associating EKF algorithm for the control of the offshore DC-AC converter and the other dq control associating EKF algorithm for the control of both converters AC-DC and DC-AC at offshore and onshore stations. The integration of nonlinear observers (EKF) in the control algorithm solves the problem of measurement uncertainties, uncertainties in modeling, malfunctioning, error in measurement due to sensor failure and the problem associated with the impact of faults (AC and DC) on the quality of energy in transmission systems. These estimations also contribute to make the overall cost of the system cheaper and less cumbersome system size and also to reduce the impact of faults (AC and DC) on the system.

The third developed contribution of this thesis concerns with the use of nonlinear observers based on EKF algorithm. This filter permits to estimate the speed and the rotor position of each generators of the OWF and the DC bus voltage of the offshore DC-AC inverter. The contribution focuses on the development of two controls algorithms for both stations. The first, nonlinear modified control is applied to the first converter of the VSC-HVDC offshore station to ensure the power transfer generated by the wind farm to the onshore VSC-HVDC

station. The second nonlinear modified control ensure the regulation of DC bus voltage and uses an adaptive reference model control (MRAC) to compensate the overcurrent and the overvoltage during the AC and DC faults. The developed control scheme allows reducing the impact of AC fault at PCC (point of common coupling) of onshore of the AC main grid side. The impact depth of AC fault on the magnitude of the onshore AC main grid currents have been claimed to reduce up to 60% in comparison to the reported research by (Erlach, Feltes et Shewarega, 2014) compared to the proposed control based on MRAC which reduces the impact depth at 35%. During the conditions of the AC and DC faults, the reduction in the amplitude of the AC grid currents and the improvement in response time were observed and the stability of the system has also been enhanced by the use of MRAC.

The fourth developed contribution of this work presents a new command based on the sliding mode (SM) applied for the VSC-HVDC stations that connect the offshore wind farm to the onshore AC main grid. The wind farm consists of ten turbines coupled with permanent magnet synchronous generators (VSWT / PMSGs) and connected in parallel and each is controlled by its own DC-DC converter to extract the MPPT. A comparison between the performance of the SM control and the non-linear control using PI controllers for both conditions (with and without DC fault) was analyzed and the superiority of the SMC has been established through various case studies. For experimental validation, a small-scale prototype of the system is built and tested in GREPCI laboratory using dSPACE-DS1104 Controller Board.

The analysis and the simulation of the studied systems are developed under the Matlab/Simulink/Simpowersystem. Simulation and experimentation results of the developed configurations are very found satisfactory in terms of steady-state and dynamic, response, system stability and power quality.

**Keywords:** Offshore wind farm (OWF), permanent magnet synchronous generator (PMSG), maximum power point tracking (MPPT), voltage-source-converter based high-voltage direct current (VSC-HVDC), extended Kalman filter (EKF), model reference adaptive control (MRAC), sliding mode control (SMC), AC and DC faults, stability, power quality.

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE .....	7
1.1 Introduction .....	7
1.2 Parc éolien offshore .....	7
1.2.1 Choix des génératrices pour application offshore .....	9
1.2.1.1 WECS à vitesse fixe et sans interfaçage avec les convertisseurs de puissance .....	10
1.2.1.2 Génératrice à induction à rotor bobiné avec résistance du rotor variable .....	11
1.2.1.3 Machine asynchrone à double alimentation .....	12
1.2.1.4 Systèmes à vitesse variable avec pleine capacité des convertisseurs .....	14
1.2.2 Méthodes d'extraction de la puissance maximale de l'éolienne .....	17
1.2.3 Convertisseurs de puissance offshore .....	18
1.2.3.1 Convertisseurs commutés par les lignes (LCC) .....	18
1.2.3.2 Convertisseurs en source de tension (VSC) .....	19
1.3 Types de connexion des éoliennes dans un parc offshore .....	23
1.3.1 Transmission d'énergie électrique par la liaison HVAC .....	24
1.3.2 Transmission d'énergie électrique par la liaison HVDC .....	26
1.3.2.1 Transmission d'énergie électrique par LCC-HVDC .....	27
1.3.2.2 Transmission d'énergie électrique par VSC-HVDC .....	32
1.3.3 Transmission multiterminale à courant continu (LCC-MTDC et VSC-MTDC) .....	39
1.3.3.1 Liaison parallèle .....	40
1.3.3.2 Liaison série .....	41
1.3.4 Défauts électriques dans les systèmes HVDC .....	43
1.3.5 Commande des convertisseurs VSC .....	45
1.4 Problématiques .....	51
1.5 Objectifs .....	53
1.6 Méthodologie .....	54
1.7 Contributions .....	56
1.8 Conclusion .....	57
CHAPITRE 2 NOUVEL ALGORITHME MPPT ET ESTIMATEURS NON-LINÉAIRES APPLIQUÉS AU SYSTÈME ÉOLIEN .....	59
2.1 Introduction .....	59
2.2 Modèle aérodynamique de la turbine .....	59
2.3 Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent .....	60
2.3.1 Mode moteur .....	60
2.3.2 Mode génératrice .....	62

2.4	Nouvel algorithme MPPT d'extraction de la puissance maximale de l'éolienne .....	65
2.5	Stratégie de contrôle de la PMSG avec MPPT et sans EKF .....	66
2.6	Stratégie de contrôle du filtre actif sans EKF .....	67
2.7	Observateur non-linéaire basé sur le filtre de Kalman étendu (EKF).....	68
2.7.1	Modélisation et contrôle de la PMSG pour implantation de l'algorithme MPPT et EKF .....	69
2.7.1.1	Modélisation de la PMSG dans le repère ( $\alpha$ - $\beta$ ).....	69
2.7.1.2	Estimation de la vitesse et de la position du rotor de la PMSG .....	72
2.7.2	Stratégie de contrôle du filtre actif avec estimation de la tension du bus DC .....	76
2.7.2.1	Modélisation du filtre actif triphasé .....	76
2.7.2.2	Estimation de la tension continue du bus DC .....	82
2.8	Conclusion .....	85
CHAPITRE 3 IMPACT DES PERFORMANCES DE L'ALGORITHME EKF SUR LES DÉFAUTS AC ET DC D'UN SYSTÈME HVDC .....		
3.1	Introduction.....	87
3.2	Description du système HVDC étudié.....	88
3.3	Modélisation et contrôle du système 1.....	89
3.3.1	Méthode d'extraction de la puissance maximale des éoliennes.....	89
3.3.2	Stratégie de contrôle de la PMSG avec l'algorithme MPPT et EKF .....	90
3.3.3	Stratégie de contrôle du convertisseur dc-ac connecté au bus AC offshore avec EKF .....	90
3.4	Stratégie de contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC.....	90
3.4.1	Algorithme de contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC avec EKF.....	90
3.4.2	Bloc de contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC avec EKF.....	92
3.5	Résultats de simulation .....	94
3.5.1	Fonctionnement du système dans les conditions normales.....	94
3.5.2	Fonctionnement du système avec la présence des défauts.....	99
3.5.2.1	Scénario I : Défaut AC au PCC du côté réseau AC onshore .....	99
3.5.2.2	Scénario II : Défaut AC au PCC du côté réseau AC offshore .	103
3.5.2.3	Scénario III : Défaut DC .....	107
3.6	Conclusion .....	118
CHAPITRE 4 IMPACT DES PERFORMANCES DE LA STRATÉGIE MRAC SUR LES DÉFAUTS AC ET DC D'UN SYSTÈME HVDC .....		
4.1	Introduction.....	121
4.2	Description du système .....	121
4.3	Modélisation et contrôle du parc éolien offshore .....	122
4.3.1	Méthode d'extraction de la puissance maximale des éoliennes.....	122
4.3.2	Stratégie de contrôle de la PMSG avec l'algorithme MPPT et EKF .....	123
4.3.3	Stratégie de contrôle du convertisseur dc-ac connecté au bus AC offshore avec EKF .....	123
4.4	Stratégie de contrôle des stations VSC-HVDC .....	123

4.4.1	Algorithme de contrôle de la station offshore VSC-HVDC .....	123
4.4.2	Algorithme de contrôle de la station onshore VSC-HVDC.....	125
4.4.3	Commande adaptative à modèle de référence (MRAC) .....	127
4.5	Résultats de simulation .....	129
4.5.1	Fonctionnement du système dans les conditions normales.....	129
4.5.2	Fonctionnement du système avec la présence des défauts.....	131
4.5.2.1	Scénario I : Défaut AC au PCC du côté réseau AC onshore ...	131
4.5.2.2	Scénario II : Défaut AC au PCC du côté bus AC offshore .....	135
4.5.2.3	Scénario III : Défaut DC .....	139
4.6	Conclusion .....	142
CHAPITRE 5	CONTRÔLE PAR MODE DE GLISSEMENT DE LA STATION VSC-HVDC EN PRÉSENCE D'UN DÉFAUT DC AVEC EXPÉRIMENTATION POUR UN PROTOTYPE À ÉCHELLE RÉDUITE.....	145
5.1	Introduction.....	145
5.2	Description du système .....	146
5.3	Modèle aérodynamique de la turbine.....	147
5.3.1	Méthode d'extraction de la puissance maximale des éoliennes.....	147
5.3.2	Stratégie de contrôle de la PMSG avec l'algorithme MPPT .....	147
5.4	Stratégie de contrôle de la station onshore VSC-HVDC avec le contrôleur PI.....	149
5.5	Stratégie de contrôle de la station onshore VSC-HVDC avec SMC .....	151
5.5.1	Existence de la commande équivalente .....	154
5.5.2	Condition de stabilité du mode de glissement .....	155
5.6	Résultats de simulation .....	158
5.6.1	Fonctionnement du système dans les conditions normales.....	159
5.6.2	Fonctionnement du système avec présence de défaut DC .....	162
5.7	Résultats expérimentaux .....	164
5.8	Conclusion .....	169
CONCLUSION	.....	171
RECOMMANDATIONS	.....	174
ANNEXE I	THÉORIE DU FILTRE DE KALMAN ÉTENDU (EKF) .....	175
ANNEXE II	PARAMÈTRES DES SYSTÈMES .....	179
BIBLIOGRAPHIE	.....	183



## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Comparaison entre les éoliennes onshore et offshore.....15
Tableau 1.2	Avantages et inconvénients des génératrices .....16
Tableau 1.3	Liaison MTDC dans le monde .....42
Tableau 2.1	Valeur de $d_{nK}$ selon la séquence n et chaque K phase.....79
Tableau 3.1	Table de commutation pour un bras du 3L NPC VSC.....93
Tableau 3.2	Comparaison des résultats pour le scénario I.....114
Tableau 3.3	Comparaison des résultats pour le scénario II .....115
Tableau 3.4	Comparaison des résultats pour le scénario III .....116





## LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	Schéma d'une chaîne éolienne de production d'électricité.....	8
Figure 1.2	Schéma des principales composantes d'une éolienne.....	8
Figure 1.3	Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes .....	9
Figure 1.4	Système de conversion d'énergie éolienne (WECS) sans interfaçage avec les convertisseurs de puissance.....	10
Figure 1.5	Configuration de la génératrice à induction à rotor bobiné avec résistance du rotor variable (WRIG) .....	12
Figure 1.6	Configuration avec vitesse variable avec réduction de la capacité des convertisseurs.....	13
Figure 1.7	Configuration à vitesse variable avec des convertisseurs à pleine capacité.....	14
Figure 1.8	Convertisseur HVDC à six et douze impulsions utilisant des thyristors ..	19
Figure 1.9	Convertisseur HVDC à IGBT à 2 niveaux.....	20
Figure 1.10	Convertisseur HVDC à IGBT à clamping diodes à 3 niveaux.....	21
Figure 1.11	Convertisseur MMC triphasé .....	22
Figure 1.12	Différentes connexions des éoliennes .....	23
Figure 1.13	Capacité mondiale en énergie éolienne offshore cumulée à l'horizon 2020.....	24
Figure 1.14	Schéma du choix optimal entre la liaison HVAC et HVDC.....	26
Figure 1.15	Système HVDC basé sur la technologie LCC thyristors (liaison B2B)....	27
Figure 1.16	Schéma représentant les éléments constitutifs de la liaison LCC- HVDC .....	28
Figure 1.17	Système LCC-HVDC monopolaire avec retour par terre et un convertisseur de 12 impulsions .....	29

Figure 1.18	Système LCC-HVDC monopolaire avec retour métallique et un convertisseur de 12 impulsions .....	30
Figure 1.19	Système LCC-HVDC bipolaire avec un convertisseur de 12 impulsions par pôle.....	30
Figure 1.20	Connexion d'un système LCC-HVDC multiterminal en parallèle .....	31
Figure 1.21	Système VSC-HVDC avec des IGBTs .....	32
Figure 1.22	Schéma des éléments d'un système VSC-HVDC à 3 niveaux .....	33
Figure 1.23	Convertisseur à source de tension à deux niveaux.....	35
Figure 1.24	Technique de la Modulation par Largeur d'Impulsion (MLI) .....	36
Figure 1.25	Schéma d'un câble sous-marin unipolaire du système VSC-HVDC .....	37
Figure 1.26	Interconnexion parallèle des éoliennes à l'aide du bus AC .....	38
Figure 1.27	Interconnexion parallèle des éoliennes à l'aide du bus DC .....	38
Figure 1.28	Interconnexions séries des éoliennes aux bus DC.....	39
Figure 1.29	Schéma ``connexion radiale`` VSC-MTDC parallèle.....	40
Figure 1.30	Schéma ``connexion maillée`` VSC-MTDC parallèle.....	40
Figure 1.31	Schéma de la liaison LCC-MTDC en série.....	41
Figure 1.32	Interconnexion d'un parc éolien avec le réseau principal via VSC-HVDC .....	44
Figure 1.33	Schéma simplifié d'un seul bras d'onduleur à deux niveaux.....	45
Figure 1.34	Schéma de contrôle vectoriel du courant direct .....	47
Figure 1.35	Schéma de contrôle vectoriel d-q conventionnel .....	47
Figure 1.36	Schéma simplifié d'un convertisseur VSC connecté au réseau AC.....	49
Figure 2.1	Schéma équivalent en mode moteur de la machine PMSM dans le plan dq.....	61
Figure 2.2	Schéma équivalent en mode génératrice de la machine PMSG dans le plan dq.....	63
Figure 2.3	Organigramme de l'algorithme MPPT proposé.....	66

Figure 2.4	Schéma de contrôle du redresseur côté génératrice PMSG avec MPPT...66
Figure 2.5	Schéma de la commande indirecte du filtre actif sans EKF.....67
Figure 2.6	Schéma électrique équivalent d'une machine PMSG .....69
Figure 2.7	Schéma des différents couples agissant sur l'arbre de la PMSG .....71
Figure 2.8	Schéma de contrôle de la PMSG avec intégration de MPPT et d'EKF ....75
Figure 2.9	Schéma du filtre actif connecté au réseau alimentant une charge NL .....76
Figure 2.10	Schéma de commande du filtre actif avec EKF .....84
Figure 3.1	Schéma du système étudié .....88
Figure 3.2	Schéma de contrôle pour les deux stations 3L-NPC VSC-HVDC .....93
Figure 3.3	Caractéristique de l'éolienne avec MPPT pour différentes vitesses du vent.....95
Figure 3.4	Schéma de la vitesse estimée et de référence de la PMSG1 .....96
Figure 3.5	Schéma de la position réelle et estimée de la PMSG1 .....96
Figure 3.6	Schéma de la vitesse estimée et de référence de la PMSG2 .....96
Figure 3.7	Schéma de la position réelle et estimée de la PMSG2 .....97
Figure 3.8	Tension du bus DC estimée et sa référence du convertisseur dc-ac offshore .....97
Figure 3.9	Tensions alternatives du réseau AC de la station 1 offshore .....98
Figure 3.10	Courants alternatifs du réseau AC de la station 1 offshore .....98
Figure 3.11	Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station1 .....99
Figure 3.12	Tensions au niveau du réseau AC de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I .....100
Figure 3.13	Courants au niveau du réseau AC de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I .....100

Figure 3.14	Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 2 onshore avec scénario I.....	101
Figure 3.15	Schéma de la puissance (active et réactive) du réseau AC offshore de la station 1 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I.....	102
Figure 3.16	Schéma de la puissance (active et réactive) du réseau principal AC onshore de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I.....	102
Figure 3.17	Tensions au niveau du réseau AC offshore avec scénario II.....	103
Figure 3.18	Courants au niveau du réseau AC offshore avec scénario II.....	104
Figure 3.19	Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 1 offshore avec scénario II.....	104
Figure 3.20	Tensions au niveau du réseau principal AC onshore avec scénario II....	105
Figure 3.21	Courants au niveau du réseau principal AC onshore avec scénario II....	105
Figure 3.22	Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 2 onshore avec scénario II.....	105
Figure 3.23	Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau AC offshore de la station 1 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario II.....	106
Figure 3.24	Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau principal AC onshore de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario II.....	107
Figure 3.25	Tensions du réseau AC offshore avec scénario III.....	109
Figure 3.26	Courants du réseau AC offshore avec scénario III.....	109
Figure 3.27	Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 1 offshore avec scénario III.....	110
Figure 3.28	Schéma de la tension totale estimée et de référence zoomées de la station 1 offshore avec scénario III.....	110
Figure 3.29	Tensions du réseau principal AC onshore avec scénario III.....	111
Figure 3.30	Courants du réseau principal AC onshore avec scénario III.....	111

Figure 3.31	Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 2 onshore avec scénario III .....	112
Figure 3.32	Schéma de la tension totale estimée et de référence zoomées de la station 2 onshore avec scénario III .....	112
Figure 3.33	Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau offshore de la station 1 3L-NPC VSC-HVDC avec scénario III .....	113
Figure 3.34	Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau onshore de la station 2 3L-NPC VSC-HVDC avec scénario III .....	113
Figure 4.1	Schéma unifilaire du système étudié .....	122
Figure 4.2	Schéma de contrôle de la station offshore VSC-HVDC .....	124
Figure 4.3	Schéma de contrôle de la station onshore VSC-HVDC .....	126
Figure 4.4	Diagramme de la commande adaptative à modèle de référence .....	127
Figure 4.5	Schéma de contrôle de la station VSC-HVDC onshore associé à la commande adaptative à modèle de référence (MRAC) .....	128
Figure 4.6	Caractéristique de l'éolienne avec MPPT pour différentes vitesses du vent .....	129
Figure 4.7	Schéma de la vitesse estimée et de référence d'une machine PMSG .....	130
Figure 4.8	Schéma de la position estimée et réelle d'une machine PMSG .....	130
Figure 4.9	Schéma de la tension continue estimée et de référence du bus DC de l'onduleur dc-ac offshore en utilisant l'algorithme EKF .....	131
Figure 4.10	Forme d'onde avec le scénario I : a) courant de référence sur l'axe 'd' avant compensation, b) courant de compensation, c) courant de référence sur l'axe 'd' avec compensation .....	132
Figure 4.11	Réponse dynamique sans et avec compensation du réseau AC et du bus DC des deux stations (offshore et onshore) avec scénario I .....	133
Figure 4.12	Schéma des puissances active et réactive du système avec compensation avec scénario I: a) du réseau AC offshore et b) du réseau AC onshore .....	135

Figure 4.13	Réponse dynamique des tensions et courants du réseau AC et des tensions du bus DC des deux stations (offshore et onshore) sans et avec compensation pour le scénario II .....	136
Figure 4.14	Schéma des puissances active et réactive du système compensé: a) du réseau AC offshore, b) du réseau AC onshore.....	138
Figure 4.15	Réponse dynamique des tensions et courants du réseau AC et des tensions du bus DC des deux stations (offshore et onshore) sans et avec compensation pour le scénario III.....	140
Figure 4.16	Schéma des puissances active et réactive du système compensé: a) du réseau AC offshore, b) du réseau AC onshore.....	141
Figure 5.1	Schéma d'une seule ligne du système HVDC.....	147
Figure 5.2	Schéma de commande des PMSGs via les convertisseurs dc-dc (Boost) avec l'algorithme MPPT .....	148
Figure 5.3	Bloc de contrôle de la station VSC-HVDC adoptant le contrôleur PI....	151
Figure 5.4	Schéma de contrôle de la station VSC-HVDC onshore utilisant SMC ..	157
Figure 5.5	Caractéristique de l'éolienne avec MPPT .....	159
Figure 5.6	Schéma de la vitesse mesurée et de référence d'une PMSG.....	159
Figure 5.7	Schéma des tensions du réseau AC onshore .....	160
Figure 5.8	Schéma des courants du réseau AC onshore.....	160
Figure 5.9	Schéma de la tension du bus DC de la station VSC-HVDC onshore .....	161
Figure 5.10	Schéma de la puissance active et réactive à la sortie de la station onshore .....	161
Figure 5.11	Schéma de la puissance active et réactive du réseau AC onshore .....	161
Figure 5.12	Schéma des tensions du réseau AC onshore .....	162
Figure 5.13	Schéma des courants du réseau AC onshore.....	162
Figure 5.14	Schéma de la tension du bus DC de la station VSC-HVDC onshore .....	163
Figure 5.15	Schéma de la puissance active et réactive à la sortie de la station VSC-HVDC onshore.....	164
Figure 5.16	Schéma de la puissance active et réactive du réseau AC onshore .....	164

Figure 5.17	Schéma du prototype à échelle réduite.....	165
Figure 5.18	Résultats expérimentaux du système avant, en présence et après le défaut DC .....	166
Figure 5.19	Résultats expérimentaux du système avant et au moment du défaut DC .....	167
Figure 5.20	Résultats expérimentaux du système après le défaut DC.....	168
Figure 5.21	Résultats expérimentaux du système lorsqu'il atteint son régime permanent.....	169





## LISTE DES ABRÉVIATIONS

AC	Alternating current
ANFIS	Adaptive Network-based Fuzzy Inference System
ANN	Artificial Neural Network
B2B	Back-to-back
CA	Courant alternatif
CAHT	Courant alternatif haute tension
CC	Courant continu
CCHT	Courant continu haute tension
CSC	Current Source Converter
DC	Direct current
DFIG	Double fed induction generator
EKF	Extended Kalman Filter
ENR	Énergie renouvelable
FACT	Flexible AC Transmission Systems
GRÉPCI	Groupe de Recherche en Électronique de Puissance et Commande Industrielle
GSAP	Génératrice Synchrone à Aimant Permanent
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
LCC	Line-commutated converters
LTFI	Lapped Thin Film Insulation
MADA	Machine Asynchrone à Double Alimentation
MI	Mass-impregnated
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
MMC	Modular Multilevel Converter
MOSFET	Metal-Oxide-Semiconductor-Field-Effect-Transistor
MPPT	Maximum Power Point Tracking

MSAP	Moteur Synchrone à Aimant Permanent
MTCC	Multi-Terminal à courant continu
MTDC	Multi-Terminal Direct Current
NL	Non-linéaire
NPC	Neutral Point Clamped
OF	Oil-filled
OIP	Oil-Impregnated-Paper
OWF	Offshore Wind Turbine
PCC	Point of Common Coupling
PCM	Probabilistic Collocation Method
PI	Proportionnel-intégral
PLL	Phase locked loop
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PMSM	Permanent Magnet Synchronous Motors
PWM	Pulse Width modulation
P&O	Perturb and observe
SM	Mode de glissement
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
TSR	Tip speed ratio
VSC	Voltage Source Converter
WECS	Système de conversion d'énergie éolienne
XLPE	Extruded Cross-linked polyethylene

## INTRODUCTION

L'énergie électrique demeure une solution clé pour le développement et la croissance économique mondiale. Avec l'industrialisation croissante, la production de l'énergie de plus en plus importante est confrontée à un problème de pollution à l'échelle planétaire. Afin de réduire la pollution atmosphérique et le réchauffement climatique dû aux émissions de gaz à effet de serre, des conférences internationales sont organisées dont l'objectif est de mettre les pays devant leurs responsabilités des dangers qui guetteront notre planète dans un avenir proche. Citons, le protocole de Kyoto (Walker, Hipel et Inohara, 2007) dont l'objectif est sans contrainte pour les pays de réduire le taux de pollution et d'encourager l'énergie verte. Le développement des énergies renouvelables (ENRs) s'avère être une solution attractive car, elle est non polluante, disponible et très compétitif. Ces ENRs sont très variés, on y trouve l'énergie solaire, quoiqu'intermittente, mais elle est utilisée en l'associant à un système de stockage, généralement en utilisant des batteries. Elle est basée sur les rayons du soleil qui chauffent l'eau grâce à des capteurs thermiques ou fournissent de l'électricité grâce à des cellules photovoltaïques. De l'énergie hydraulique, elle est basée sur la force de l'eau des chutes retenue par des barrages ou celle qui alimente les installations "au fil de l'eau". Cette force fait tourner les turbines des centrales pour produire de l'électricité. De l'énergie éolienne, elle est basée sur la force du vent. Cette force fait tourner des éoliennes qui produisent de l'électricité. De l'énergie de la biomasse, elle est basée sur la combustion de la matière organique (plantes, arbres, déchets animaux, agricoles ou urbains) afin de produire de la chaleur ou de l'électricité. De l'énergie de la géothermie, elle est basée sur la chaleur du sous-sol qui chauffe directement l'eau ou qui fait tourner les turbines des centrales pour produire de l'électricité. De l'énergie de la marine, elle est basée sur les flux naturels d'énergie des eaux marines et de la matière marine. La force des marées fait tourner les turbines des centrales pour produire de l'électricité.

Pour l'utilisation des sources d'énergies de grande capacité, l'éolienne représente l'une des plus encourageantes et performantes candidates capables de générer des mégawatts avec une seule éolienne et avec un espace réduit. Les éoliennes installées en pleine mer appelées

communément offshore sont plus rentables à cause des vents plus forts, plus réguliers et moins encombrantes que celles installées sur terre appelées onshore et sont devenues une clé principale pour répondre aux besoins énergétiques des pays riverains. Les parcs d'éoliennes offshore (OWF : Offshore Wind Turbine) sont en générale basées sur des génératrices synchrones et asynchrones. L'inconvénient majeur pour les éoliennes basées sur des générateurs asynchrones est le coût de l'entretien. Pour résoudre ce problème, certaines entreprises ont développé des éoliennes sur la base des génératrices synchrones à aimant permanent (GSAP) (Bhende, Mishra et Malla, 2011) où le système d'excitation, le système de bagues/balais et les multiplicateurs sont éliminés.

Pour maximiser la puissance des parcs d'éoliennes offshore, le transport de puissance et l'amélioration de la qualité d'énergie nécessite l'utilisation des convertisseurs de puissance. Certains convertisseurs sont utilisés pour l'extraction de la puissance maximale de l'éolienne, d'autres sont utilisés pour la conversion et le transfert de la puissance entre deux stations. La transmission de puissance d'un parc éolien offshore vers le réseau AC onshore (terrestre) est généralement réalisée par deux types de transport : le transport en courant alternatif à haute tension (HTCA en anglais HVAC) et le transport en courant continu à haute tension (HTCC en anglais HVDC). Le choix du type de transport d'énergie dépend de l'étude technico-économique de l'installation du système. Pour de longues distances, le transport HVDC est préférable au transport HVAC. Les coûts des équipements dans le transport HVDC et les pertes sont minimisés pour des distances supérieure à 50 km (deux conducteurs sont nécessaires au lieu de trois en tension alternative, et un seul conducteur si on utilise la terre ou l'eau de la mer comme deuxième conducteur).

Deux types de liaison HVDC sont utilisées dans les stations offshore et onshore: les stations basées sur les convertisseurs de source de courant (CSC : current source converter) utilisant la technologie de thyristor (CSC-HVDC) et les stations basées sur les convertisseurs de source de tension (VSC : voltage source converter) utilisant la technologie des IGBTs (VSC-HVDC). Les défauts de la première catégorie de système de transport sont focalisés sur la consommation de la puissance réactive dans le système, la présence des harmoniques ainsi

que le thyristor ne peut être commuté en position ouverte en conduisant directement la grille, ce qui limite la portée de son utilisation. Grâce aux interrupteurs électroniques d'IGBT, ces technologies utilisées dans le transport (VSC-HVDC) présentent des avantages adéquats de point de vue techniques et économiques en les comparant avec celles des systèmes de transmission (CSC-HVDC). L'écoulement des puissances active et réactive peut être contrôlé de manière souple et autonome et la tension des lignes de transmission du bus DC est alors maintenue constante par le control appliqué aux stations VSC-HVDC.

D'autre part, la problématique de maximisation de la puissance éolienne, de la réduction du coût du système, de la réduction de la taille du système, de la réduction de l'impact des défauts (AC et/ou DC) sur le système HVDC ainsi que la problématique due aux incertitudes de mesure (principalement à cause d'une mauvaise précision des valeurs de paramètres ou des perturbations), aux incertitudes dans la modélisation et au dysfonctionnement des capteurs de mesure étaient l'objet de notre travail.

Dans cette thèse, on vise à présenter une étude détaillée sur la conversion de l'énergie éolienne, d'illustrer les contributions proposées telles que la maximisation de l'énergie éolienne pour les petits et grands systèmes (parc éolien offshore), de la réduction du coût total du système, de sa taille et la minimisation de l'impact des défauts (AC et/ou DC) sur le comportement dynamique du système qui doit être stable et en excellente exploitation. Le développement de cette thèse est reparti comme suit :

Dans le premier chapitre, nous présentons une recherche bibliographique sur l'état de l'art des systèmes de conversion d'énergie éolienne à petite et à grande échelle, les différents éléments constituant les éoliennes, les méthodes d'extraction de la puissance maximale (MPPT : Maximum Power Point Tracking) et le choix des génératrices. Aussi sont présentés dans ce chapitre, les différents systèmes d'interfaçages, les différents types de connexions utilisées pour la transmission d'énergie électrique HVAC/HVDC, les différents types de liaisons utilisées pour la transmission d'énergie électrique CSC-HVDC/VSC-HVDC, la transmission multi-terminale à courant continu (MTDC), les défauts électriques dans les

systèmes HVDC et les commandes des convertisseurs VSC. Finalement, un aperçu des différentes problématiques, des objectifs, méthodologie et les contributions proposées sont aussi intégrés dans ce chapitre.

Dans le deuxième chapitre sont décrites des modélisations de la turbine, de la machine synchrone à aimant permanent en mode moteur et mode génératrice et de la modélisation du filtre actif shunt. Une nouvelle approche d'extraction de la puissance maximale d'une turbine à vitesse variable basée sur une génératrice synchrone à aimant permanent (VSWT/GSAP) en temps réel a été élaborée sous forme d'un programme en utilisant le logiciel Matlab. Pour minimiser la taille et réduire le coût total du système, des observateurs non-linéaires à base de filtre de Kalman étendu (EKF: Extended Kalman Filter) sont intégrés dans le contrôle pour estimer la vitesse et la position du rotor de la PMSG d'une part et d'autre part pour l'estimation de la tension continue du bus DC de l'onduleur DC-AC offshore.

Dans le troisième chapitre sont présentés des observateurs EKFs pour l'estimation des paramètres d'un système composé par un parc éolien offshore (OWF) connecté au réseau AC principal. Trois défauts (défaut triphasé localisé au point commun de connexion (PCC) du côté réseau AC onshore, un défaut triphasé au PCC du côté réseau AC offshore et un défaut localisé sur le câble DC) sont simulés, analysés et comparés avec d'autres travaux.

Dans le quatrième chapitre sont présentés des observateurs EKFs pour l'estimation des paramètres du parc éolien offshore (la vitesse de rotation et la position du rotor de chaque PMSGs ainsi que la tension du bus DC de l'onduleur DC-AC offshore) et l'intégration de la commande basée sur le modèle de référence (MRAC) dans le contrôle de la station onshore VSC-HVDC à deux niveaux afin de minimiser l'impact des défauts appliqués au système. Cette commande est basée sur le mécanisme d'adaptation conçu pour ajuster les paramètres du régulateur afin de réduire l'impact des défauts AC et DC (défaut triphasé localisé au PCC du côté réseau AC onshore, un défaut triphasé au PCC du côté réseau AC offshore et un défaut localisé sur le câble DC). Le système avec les trois défauts est simulé et analysé.

Le dernier chapitre présente une nouvelle approche basée sur le mode de glissement (SM) appliquée au contrôle de la station VSC-HVDC onshore sous la présence d'un défaut DC. Des résultats de validation utilisant la commande basée sur SM et la commande basée sur PI sont présentés avec des conditions de fonctionnement normal et anormal (présence d'un défaut DC). Pour confirmer les résultats obtenus théoriquement, une validation par expérimentation d'un prototype du système étudié à échelle réduite est réalisée au laboratoire GRÉPCI en utilisant le contrôleur dSPACE-DS1104.

À la fin, une conclusion générale et des perspectives clôturent ce travail.





## **CHAPITRE 1**

### **REVUE DE LA LITTÉRATURE**

#### **1.1 Introduction**

Vu l'intérêt de l'utilisation de l'électricité d'origine éolienne et son intégration dans le nouveau marché mondial de la production d'énergie électrique, des mécanismes de développement à l'échelle planétaire sont mis en place pour une extraction optimale de cette énergie et son transport. Dans ce chapitre est présentée une revue générale de la bibliographie portant sur la production, la conversion et le transport d'énergie produite par le système éolien à grande échelle (parc éolien). Les centrales de production d'énergie renouvelable à base de parcs éoliens offshore sont habituellement loin des points de consommation, ce qui nécessite le transport de cette énergie produite qui engendre des pertes et elles doivent être prises en considération. Il est essentiel donc, pour assurer le transfert de grandes quantités d'énergie éolienne avec un rendement acceptable, de choisir des configurations et des contrôles appropriés.

#### **1.2 Parc éolien offshore**

Le parc éolien ou ferme éolienne est un site équipé de plusieurs éoliennes reliées au réseau électrique AC principal. Les éoliennes peuvent être connectées entre elles, soient en séries, en parallèles ou séries-parallèles. Elles peuvent être installées sur terre (parc onshore) ou sur mer (parc offshore). Une éolienne ou la turbine, appelée aussi aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor, celle-ci est alors convertie en énergie mécanique, elle-même transformée en énergie électrique à travers une génératrice accouplée à l'axe du rotor de l'éolienne. Ce couplage mécanique peut être soit direct si la turbine et la génératrice ont des vitesses du même ordre de grandeur, soit indirecte si la vitesse de l'éolienne est très faible devant la vitesse de la génératrice. Elles seront dans ce cas-là couplées par l'intermédiaire d'un multiplicateur. Ensuite, cette énergie est transférée par

l'intermédiaire des convertisseurs de puissances au réseau électrique ou aux sites isolés ou pour le stockage. La Figure 1.1 représente la chaîne éolienne de production d'électricité.

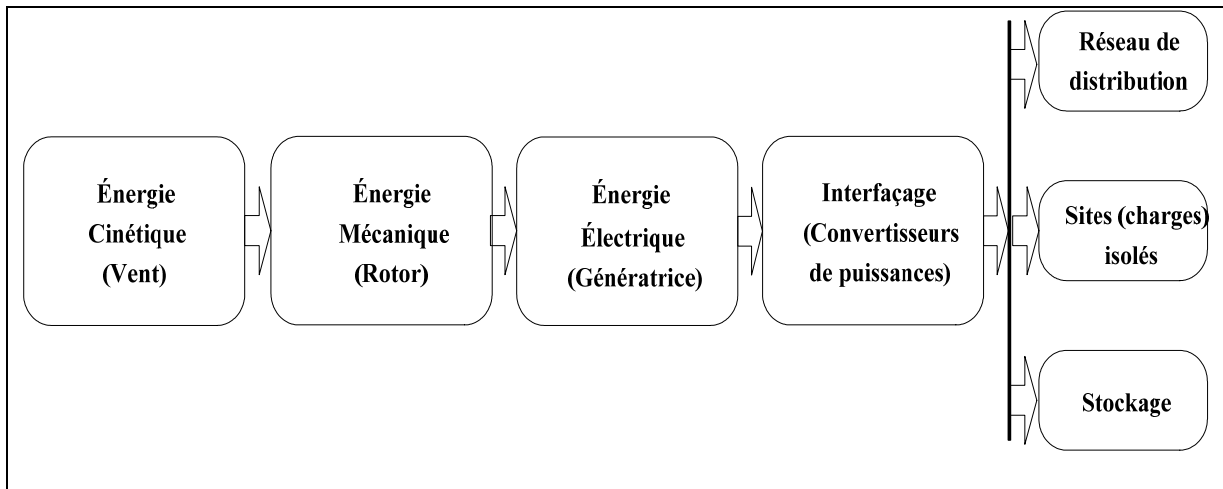


Figure 1.1 Schéma d'une chaîne éolienne de production d'électricité

Une éolienne est généralement composée des éléments montrés dans la Figure 1.2.

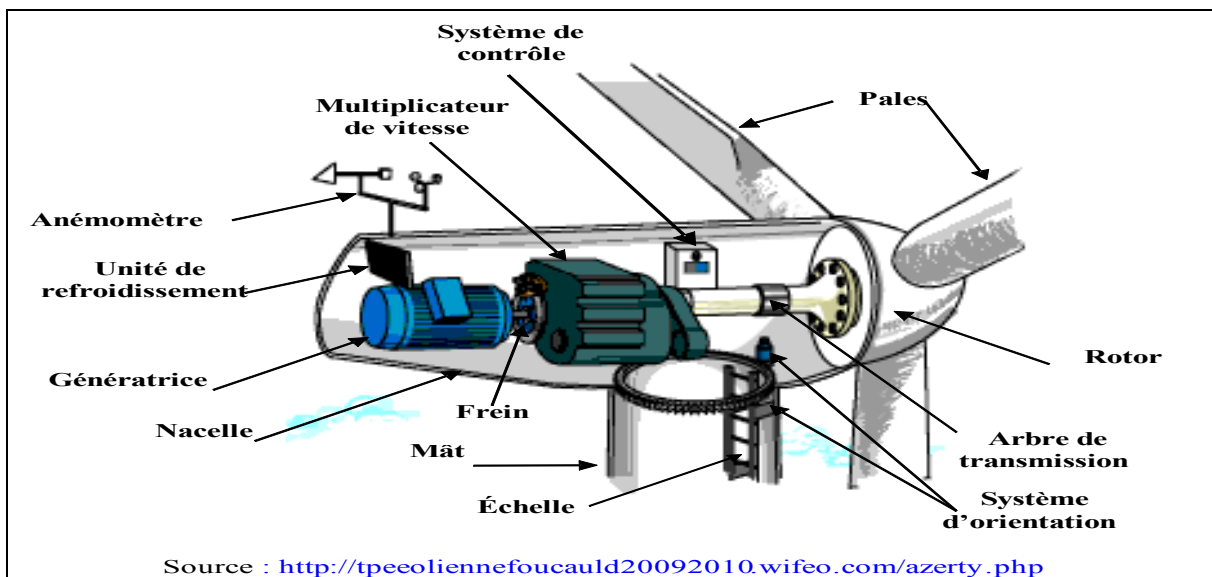


Figure 1.2 Schéma des principales composantes d'une éolienne

### 1.2.1 Choix des génératrices pour application offshore

L'évolution de la technologie de conversion de l'énergie éolienne a conduit au développement de différents types de configurations d'éoliennes qui font usage d'une variété de générateurs électriques (Camblong, 2003) (Boldea, 2005). Une classification des générateurs électriques les plus courants dans les grands systèmes de conversion de l'énergie éolienne (WECS) (Bin Wu, 2011) (Erlich et al., 2013) est présentée à la Figure 1.3.

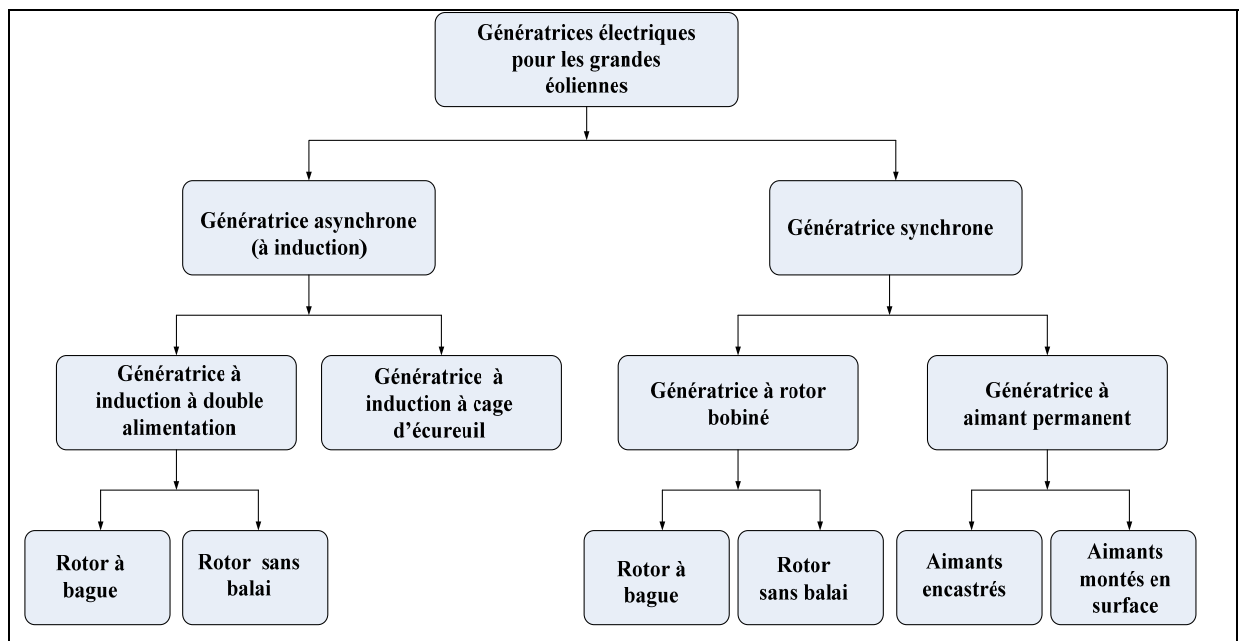


Figure 1.3 Classification des génératrices électriques couramment utilisées dans les grandes éoliennes

Selon leur principe de construction et d'exploitation, les éoliennes sont divisées en deux groupes principaux: à base des génératrices asynchrones ou à induction (IG) et des génératrices synchrones (SG). Les deux génératrices à induction et synchrones sont à rotors bobinés et sont alimentés par des bagues collectrices à balais ou par un excitateur électromagnétique sans balai. La génératrice synchrone est très bien adaptée pour entraînement direct des éoliennes. Les génératrices synchrones à rotor bobinés (WRSGs) et les génératrices synchrones à aimants permanents (PMSGs) sont utilisés dans les systèmes

d'énergies éoliennes pour une puissance nominale maximale allant jusqu'à 7,5 MW (Bin Wu, 2011). Les génératrices à aimants permanents ont un rendement de puissance plus élevé par rapport aux générateurs à rotors bobinés (Bin Wu, 2011). Les tendances récentes indiquent une évolution vers des turbines à entraînement direct avec PMSG, bien que la plupart des turbines SG soient directement entraînées, certains fabricants ont développé des turbines SG avec de boîte de vitesses.

La génératrice synchrone à rotors bobinés (WRSG) est utilisée également dans les WECSs avec un nombre élevé de pôles fonctionnant à des vitesses faibles du rotor. Les génératrices à induction à cage d'écureuil (SCIGs) sont également largement utilisées dans les systèmes d'énergie éolienne où les circuits de rotor (barres de rotor) sont court-circuités en interne et donc ne sont pas disponibles pour des connexions avec des circuits externes. Dans les génératrices synchrones à aimants permanents (PMSGs), le flux magnétique du rotor est engendré par des aimants permanents.

#### 1.2.1.1 WECS à vitesse fixe et sans interfaçage avec les convertisseurs de puissance

Une configuration typique du système de conversion d'énergie éolienne (WECS) sans interface avec les convertisseurs de puissance est illustrée à la Figure 1.4, où la génératrice est reliée au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur.

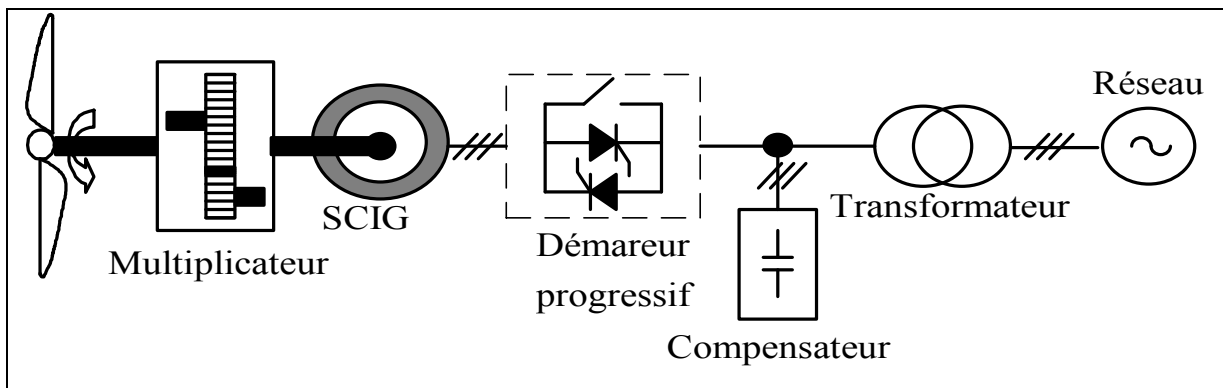


Figure 1.4 Système de conversion d'énergie éolienne (WECS) sans interfaçage avec les convertisseurs de puissance

Une génératrice à induction à cage d'écureuil (SCIG) est utilisée exclusivement pour ce type de WECS, et sa vitesse de rotation est déterminée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles de l'enroulement du stator (Bin Wu, 2011). À des vitesses de vent différentes, la vitesse du générateur varie dans 1% de sa vitesse nominale (Bin Wu, 2011). La plage de vitesse du générateur est si faible que ce système est souvent connu sous le nom WECS à vitesse fixe.

Une boîte de vitesses est normalement nécessaire pour adapter la vitesse entre la turbine et le générateur de telle sorte que la génératrice peut fournir sa puissance nominale à la vitesse nominale du vent. Cette configuration nécessite un démarreur progressif pour limiter les courants d'appel élevés au démarrage du système, mais le démarreur progressif est court-circuité par un interrupteur après que le système est démarré. En fonctionnement normal, le système n'a pas besoin de convertisseur de puissance. Un banc de condensateur triphasé est généralement utilisé pour compenser la puissance réactive absorbée par la génératrice. Les principaux inconvénients sont:

1. le système fournit la puissance nominale de réseau seulement pour une vitesse de vent donnée, conduisant à un faible rendement de conversion d'énergie pour d'autres vitesses du vent;
2. la puissance délivrée au réseau varie avec la vitesse du vent, ce qui provoque des perturbations sur le réseau (Lopez, 2008) (Bin Wu, 2011).

Malgré ses inconvénients, ce système d'énergie éolienne est encore largement accepté dans l'industrie avec une puissance nominale jusqu'à quelques mégawatts.

#### **1.2.1.2 Génératrice à induction à rotor bobiné avec résistance du rotor variable**

La Figure 1.5 montre un schéma synoptique typique du système d'énergie éolienne à base d'une génératrice à induction à rotor bobiné avec résistance du rotor variable (WRIG) dans le circuit du rotor.

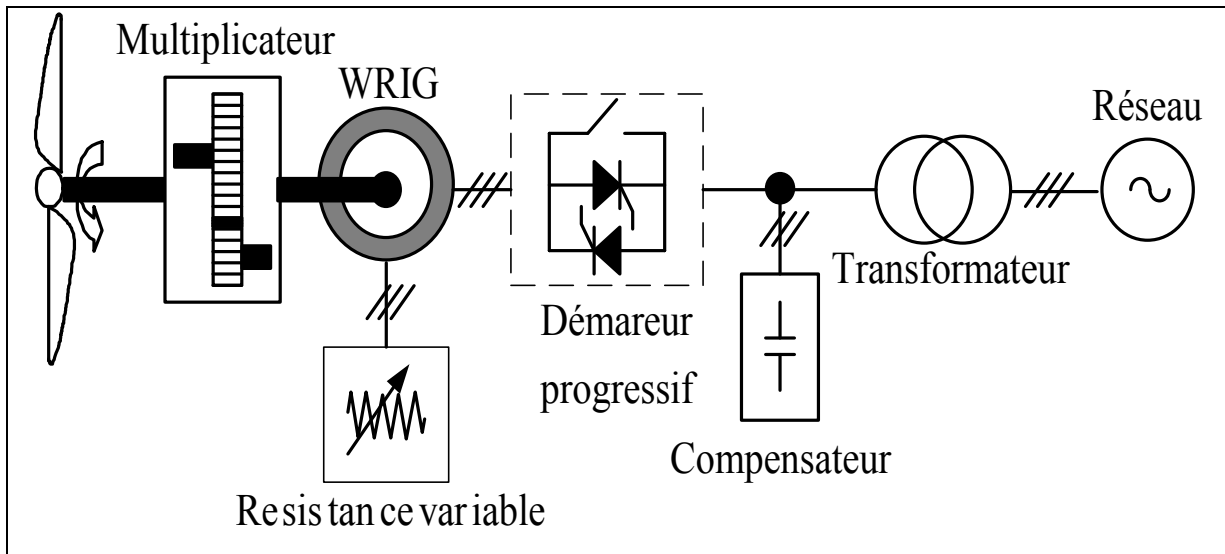


Figure 1.5 Configuration de la génératrice à induction à rotor bobiné avec résistance du rotor variable (WRIG)

La variation de la résistance du rotor affecte la caractéristique couple/vitesse de la génératrice, ce qui permet le fonctionnement à vitesse variable de la turbine. La résistance du rotor est normalement rendue réglable par un convertisseur de puissance. La plage de réglage de la vitesse est généralement limitée à environ 10% par rapport à la vitesse synchrone du générateur (Burnham, Santos et Muljadi, 2009) (Bin Wu, 2011). Avec un fonctionnement à vitesse variable, le système peut capturer plus de puissance du vent, mais a également des pertes d'énergie dans les résistances du rotor (Bin Wu, 2011). Cette configuration nécessite également un démarreur progressif et la compensation de puissance réactive. Le WRIG avec la résistance variable du rotor existe sur le marché depuis le milieu des années 1990 avec une puissance nominale jusqu'à quelques mégawatts (Bin Wu, 2011).

### 1.2.1.3 Machine asynchrone à double alimentation

Un schéma typique de la machine à double alimentation (MADA) en anglais doubly-fed induction generator (DFIG) est représenté à la Figure 1.6.

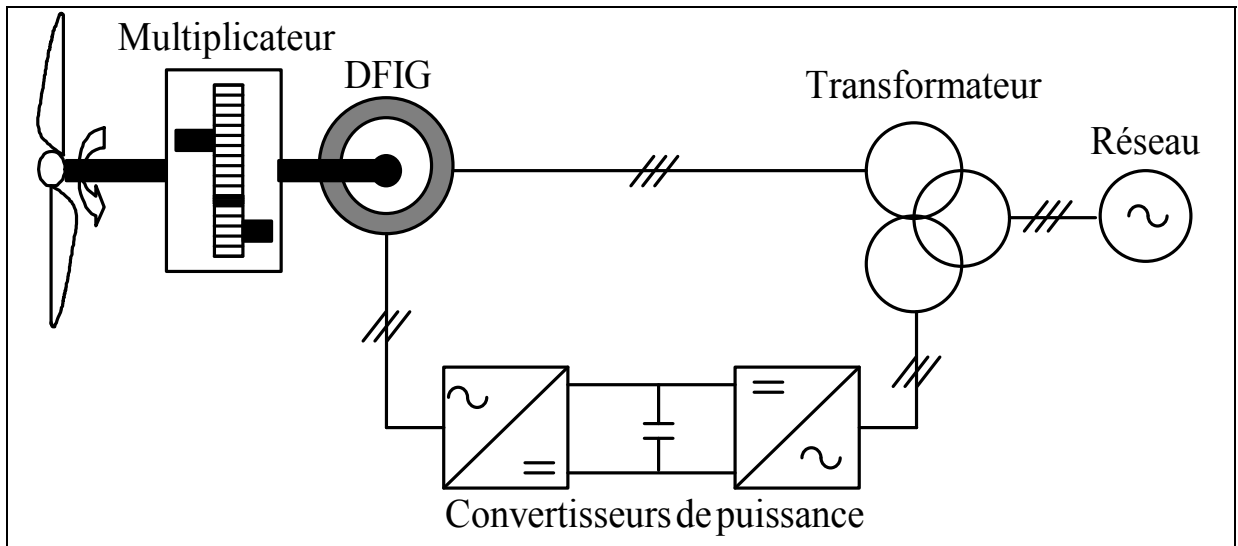


Figure 1.6 Configuration avec vitesse variable avec réduction de la capacité des convertisseurs

La configuration de ce système est la même que celle du système de WRIG, sauf que la résistance variable dans le circuit du rotor est remplacée par un système de conversion de puissance connecté au réseau. Il n'y a pas besoin de démarreur progressif ou de compensation de la puissance réactive. Le facteur de puissance du système peut être réglé par des convertisseurs de puissance. Les convertisseurs sont uniquement utilisés pour traiter la puissance de glissement dans les circuits de rotor, qui est d'environ 30% de la puissance nominale du générateur, ce qui entraîne des coûts de conversion réduits en comparaison avec les systèmes d'énergie éolienne utilisant des convertisseurs à pleine capacité (Frede et Zhe, 2006) (Bin Wu, 2011). L'utilisation des convertisseurs permet également le flux de puissance bidirectionnel dans le circuit du rotor et augmente la plage de vitesse de la génératrice. Ce système comporte un meilleur rendement global de conversion de puissance, la plage de vitesse de la génératrice est étendue ( $\pm 30\%$ ), et la performance dynamique améliorée par rapport à la WECS à vitesse fixe et la configuration de la résistance variable (Frede et Zhe, 2006) (Bin Wu, 2011).

#### 1.2.1.4 Systèmes à vitesse variable avec pleine capacité des convertisseurs

La performance du système d'énergie éolienne peut être grandement améliorée avec l'utilisation d'un convertisseur de puissance à pleine capacité. La Figure 1.7 montre un tel système dans lequel la génératrice est reliée au réseau par l'intermédiaire d'un système de convertisseur d'une capacité totale (Frede et Zhe, 2006) (Bin Wu, 2011).

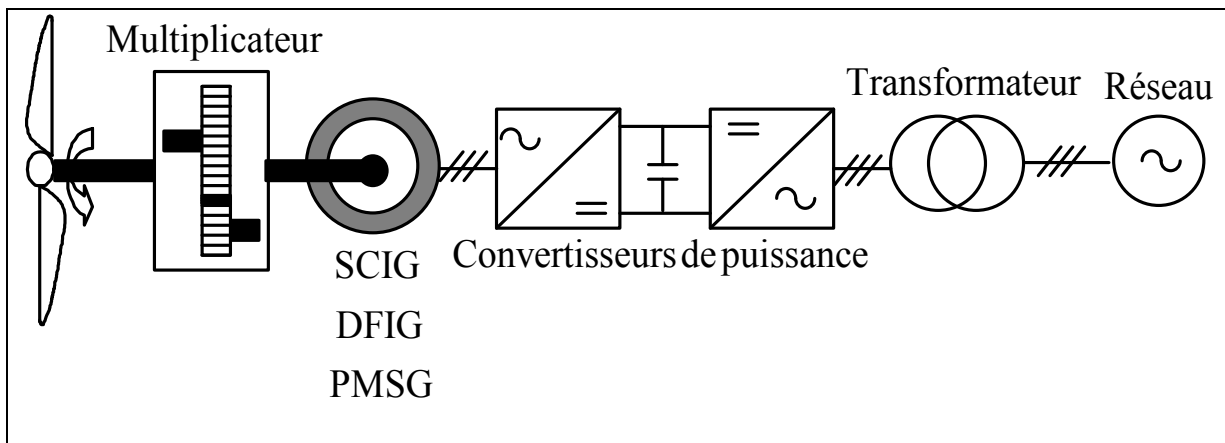


Figure 1.7 Configuration à vitesse variable avec des convertisseurs à pleine capacité

La génératrice synchrone à induction à cage d'écureuil, génératrice synchrone à rotor bobiné et à aimants permanents (PMSG) ont toutes les applications trouvées dans ce type de configuration avec une puissance nominale jusqu'à plusieurs mégawatts (Frede et Zhe, 2006) (Bin Wu, 2011). La puissance nominale du convertisseur est normalement identique à celle de la génératrice. Avec l'utilisation du convertisseur de puissance, la génératrice est entièrement découplée du réseau, et peut fonctionner dans la plage de vitesse complète. Ceci permet également au système de compenser la puissance réactive. L'inconvénient principal est le coût accru de la PMSG. Il est à noter que le système d'énergie éolienne peut fonctionner sans la nécessité d'une boîte de vitesses si une génératrice synchrone à faible vitesse avec un grand nombre de pôles est utilisée. L'élimination de la boîte de vitesses permet d'améliorer l'efficacité du système et réduit les coûts initiaux et d'entretien (Frede et Zhe, 2006) (Bin Wu, 2011).



L'augmentation de la capacité de puissance de la turbine et de la réduction des coûts de maintenance sont cruciales pour les parcs éoliens offshore. La puissance moyenne installée des éoliennes offshore était d'environ 2,9 MW à partir de 2009 (Frede et Zhe, 2006) (EWEA, 2010) (Bin Wu, 2011), et la puissance des génératrices prévue pour des applications offshore à augmenter dans les prochaines décennies. Les éoliennes à entraînement direct à base des génératrices synchrone à aimants permanents (PMSGs) est une technologie fiable. Cette technologie est avantagée dans le cas des éoliennes offshore car la maintenance est réduite par rapport à une technologie utilisant une boîte de vitesse. De plus les génératrices à aimants permanents produisent un courant et une tension de fréquence proportionnelle à la vitesse de rotation donc à la vitesse du vent (Frede et Zhe, 2006) (EWEA, 2010) (Bin Wu, 2011). Les frais d'entretien de ces turbines sont réduits en raison de l'élimination de la boîte de vitesses et les balais. Un résumé de comparaison sur les éoliens à terre (onshore) et éoliens offshore est donné dans le Tableau 1.1 (Bin Wu, 2011). Les ressources éoliennes, les coûts de l'installation/d'entretien, et la production d'énergie sont les facteurs critiques pour être pris en considération dans le développement de parcs éoliens offshore.

Tableau 1.1 Comparaison entre les éoliennes onshore et offshore

	<b>Description</b>	<b>Onshore</b>	<b>Offshore</b>
Ressources	Vitesse du vent Limite de la surface	Normale Oui	Très forte non
Puissance de transmission	HVDC/HVAC	Dépend de l'emplacement	Exigé
Impact environnemental	Impact visuel/bruits	Pour des résidents proche de l'installation	Non
Fonctionnement	Accessible Corrosion Coût Coût de la maintenance Production de l'énergie	Facile Faible Faible Faible Bon	Difficile Haute Haut Haut Meilleure

Le tableau suivant illustre les avantages et les inconvénients des génératrices asynchrone (À rotor bobiné ou à bagues et À cage d'écureuil) et des génératrices synchrones (Génératrice à aimants permanents) (Éolienne, 2016) .

Tableau 1.2 Avantages et inconvénients des génératrices

	<b>Avantages</b>	<b>Inconvénients</b>
Génératrices asynchrone (À rotor bobiné ou à bagues et À cage d'écureuil)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Système simple et utilisé depuis longtemps.</li> <li>2. Économiquement plus intéressant.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pertes d'énergie dues au multiplicateur.</li> <li>2. Vibrations plus importantes.</li> <li>3. Bruit plus important.</li> <li>4. Usure des pièces plus importante (maintenance plus importante).</li> <li>5. Fuite d'huile du multiplicateur.</li> <li>6. Risque d'incendie plus élevé.</li> <li>7. L'énergie électrique produite est de moindre qualité et entraîne des perturbations sur le réseau.</li> </ol>
Génératrices synchrones (Génératrice à aimants permanents)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gain important en poids (pas de multiplicateur).</li> <li>2. Réduction du nombre de pièces en rotation : (moins de bruit, réduction de la charge, augmentation de la durée de vie de la machine, diminution de la maintenance).</li> <li>3. Coûts de maintenance. Relativement faibles.</li> <li>4. Les aimants étaient beaucoup moins chers que les bobinages de cuivre.</li> <li>5. Bon rendement.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Nécessite une conversion électrique afin de garder une fréquence constante (Courant alternatif→Courant continu→Courant alternatif).</li> <li>2. La construction de la génératrice requière des aimants permanents particulièrement gourmands en terres rares (lanthanides).</li> </ol>

Suite à ces avantages, les génératrices synchrones à aimants permanents sont très intéressantes dans les applications aux systèmes de conversion d'énergie éolienne spécialement l'éolienne offshore (Chalmers et Spooner, 1999) (Azzouzi, 2007) (Bin Wu, 2011) (Terao, Sekino et Ohsaki, 2013) (Wang et Truong, 2013). Cette étude bibliographique nous a permis de conclure que les turbines éoliennes à base des génératrices synchrones à aimants permanents sont très adaptées pour l'application des éoliennes offshore fonctionnant à des vitesses variables.

### 1.2.2 Méthodes d'extraction de la puissance maximale de l'éolienne

L'optimisation de la puissance générée par l'éolienne améliore la rentabilité du système éolien et représente un défi majeur à cause de la vitesse du vent aléatoire et du bruit de mesures des capteurs. La poursuite de point de puissance maximale connue sous l'acronyme (MPPT en anglais : Maximum Power Point Tracking) a une importance non seulement pour maximiser le rendement énergétique du système éolien, mais aussi pour minimiser le temps de retour sur l'investissement effectué lors de son installation (Munteanu et al., 2008).

Les méthodes de poursuite du point de puissance maximale peuvent être classifiées en fonction de la stratégie de commande en quatre catégories, à savoir:

1. Recherche de la vitesse spécifique optimale ou « TSR: tip speed ratio » (Johnson et al., 2006);
2. Recherche du couple optimal (Hui et Bakhshai, 2008);
3. « Look-up table » de la puissance (Datta et Ranganathan, 2003);
4. La méthode P&O (Perturb and observe) (Agarwal et al., 2010).

Dans cet aspect, les travaux des chercheurs (Weihao et al., 2008), ont présenté un modèle d'une turbine éolienne basée sur une génératrice PMSG qui utilise plusieurs capteurs de mesures, l'angle de calage  $\beta$ , la vitesse du vent, les courants statoriques et la vitesse de rotation du rotor de la turbine pour élaborer l'algorithme d'extraction de la puissance maximale et est fortement sensible aux bruits de mesures. Pour la maximisation de la puissance de l'éolienne basée sur PMSG à vitesse variable, les chercheurs (Courtecuisse et al., 2008) ont utilisé une stratégie de contrôle en temps réel basée sur la logique floue pour le contrôle simultané du couple de la PMSG et de l'angle de calage  $\beta$ , c'est une méthode qui exige un savoir-faire humain de retranscription des règles floues représentant un processus de raisonnement décrivant correctement le fonctionnement d'un système. Pour un vent aléatoire, les règles floues ne sont donc pas précises, ce qui réduit considérablement les performances d'extraction du point maximal de la puissance (MPP).

Les chercheurs (Xu, Xiang et Wei, 2010) ont développé un système de contrôle basé sur les réseaux de neurones artificiels (ANN) pour générer la référence de la vitesse optimale de la machine synchrone à aimant permanent en forçant la machine PMSG de fonctionner à la vitesse de rotation de référence pour générer la puissance maximale (MP) sans utilisation de capteurs. Les réseaux de neurones artificiels (ANN) nécessitent des exemples réels pour leur apprentissage, ces exemples plus nombreux, rendent plus complexe la conception du réseau de neurone. À cause des apprentissages difficiles à prévoir du fait de la vitesse du vent aléatoire, l'extraction de la puissance maximale demeure difficile à atteindre. L'intérêt des réseaux de neurones réside dans leur capacité à généraliser à partir du jeu de test.

Les chercheurs (Singh et Chandra, 2009) ont présenté une méthode d'extraction de la puissance maximale d'une éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone à aimant permanent (VSWT/PMSG). Cette méthode est basée sur l'utilisation de la puissance du bus DC en tant que puissance de transit provenant de l'éolienne, ce qui permet à cette dernière d'estimer la vitesse de référence. La machine PMSG est forcée donc de suivre cette vitesse afin d'extraire la puissance maximale. C'est une méthode très sensible aux bruits puisque elle est basée sur des mesures de tension et de courant au niveau du bus DC. De plus, cette méthode est amoindrie par les pertes dans le convertisseur.

### **1.2.3 Convertisseurs de puissance offshore**

Dans la plus part des systèmes HVDC actuellement en opération, les convertisseurs de puissance offshore utilisés sont les convertisseurs à source de courant, commutés par les lignes utilisant des thyristors, appelée (LCC : line commutated converter) et à source de tension, utilisant des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) et appelées (VSC : voltage source converter) (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014) (Wikipédia, 2016).

#### **1.2.3.1 Convertisseurs commutés par les lignes (LCC)**

Comme leurs noms l'indiquent, ces convertisseurs dépendent du réseau auquel ils sont connectés pour accomplir leurs tâches qui leur ont été assignées. Ils sont constitués d'éléments qui ne peuvent qu'être rendus passants par le circuit de commande, leurs blocages

ne pouvant provenir que des conditions extérieures, comme les diodes à valve de mercure ou les thyristors (pont à six ou à douze impulsions). Ces convertisseurs nécessitent des filtres de grandes dimensions pour réduire les harmoniques et compenser la puissance réactive échangée avec le convertisseur quand l'angle de retard à l'amorçage est assez élevé. La Figure 1.8 montre les convertisseurs HVDC à thyristors (pont à 6 et 12 impulsions).

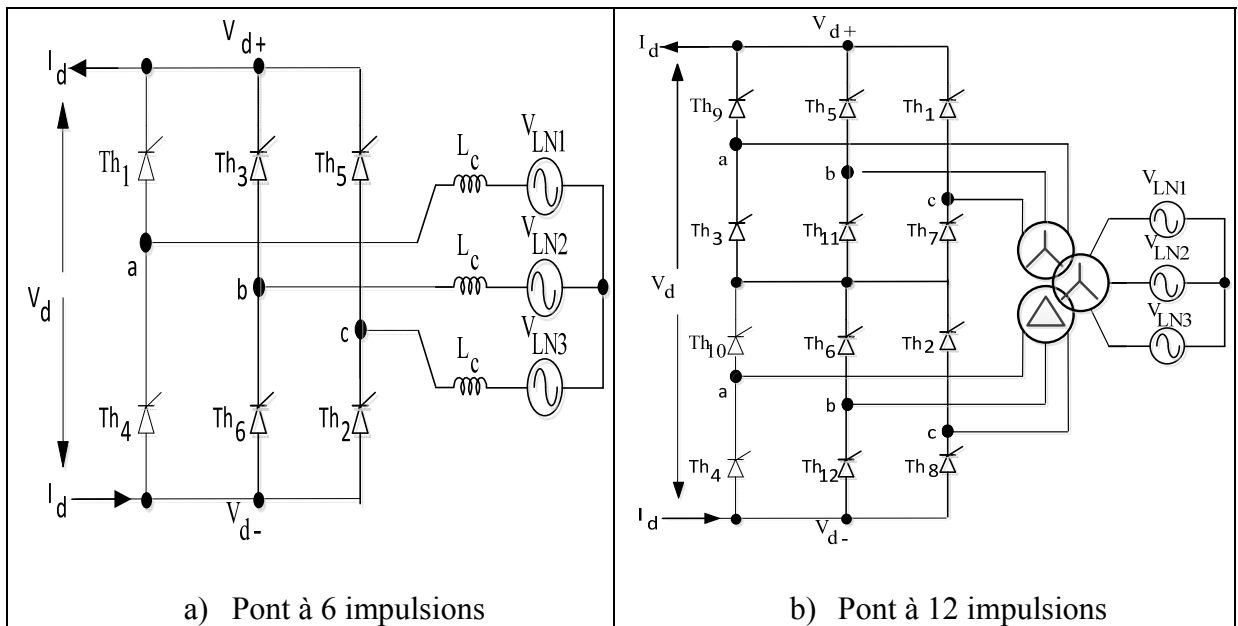


Figure 1.8 Convertisseur HVDC à six et douze impulsions utilisant des thyristors

### 1.2.3.2 Convertisseurs en source de tension (VSC)

L'utilisation des convertisseurs en source de tension est très intéressante dans des plateformes en mer (station offshore) et ceci due au fait que les convertisseurs VSC produisent moins d'harmoniques permettant de réduire le nombre de filtres passifs nécessaires, qui en résulte un gain du coût de l'installation. Les trois topologies commercialement disponibles sont: convertisseurs à deux niveaux, à trois niveaux et multi-niveaux (MMC : Modular Multi-Level Converter) (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014) (Saad, 2015) (Wikipédia, 2016).

Les convertisseurs à deux niveaux sont la variante la plus simple de VSC. Ils reprennent les fondamentaux de la technologie LCC, c'est-à-dire les thyristors en les remplaçant par des IGBT, auxquels sont ajoutés des diodes anti-parallèle pour la réversibilité du courant. Pour le convertisseur LCC, la bobine de lissage utilisée pour lisser le courant est remplacée par des capacités de filtrage de la tension. Pour recréer une tension "alternative" avec seulement deux niveaux de tension, une modulation de la largeur d'impulsion est utilisée.

Quand l'interrupteur du côté supérieure du convertisseur est fermé, la ligne AC est reliée à la ligne DC positive, la tension de ligne devient alors égale à  $+V_{dc}$ . De la même manière, quand l'interrupteur du côté bas du convertisseur est fermé, la ligne AC est reliée à la ligne DC négative, la tension de ligne devient alors égale à  $-V_{dc}$ . Les deux interrupteurs (valves) d'une même phase ne doivent jamais être fermés simultanément. La Figure 1.9 montre un convertisseur HVDC à deux niveaux.

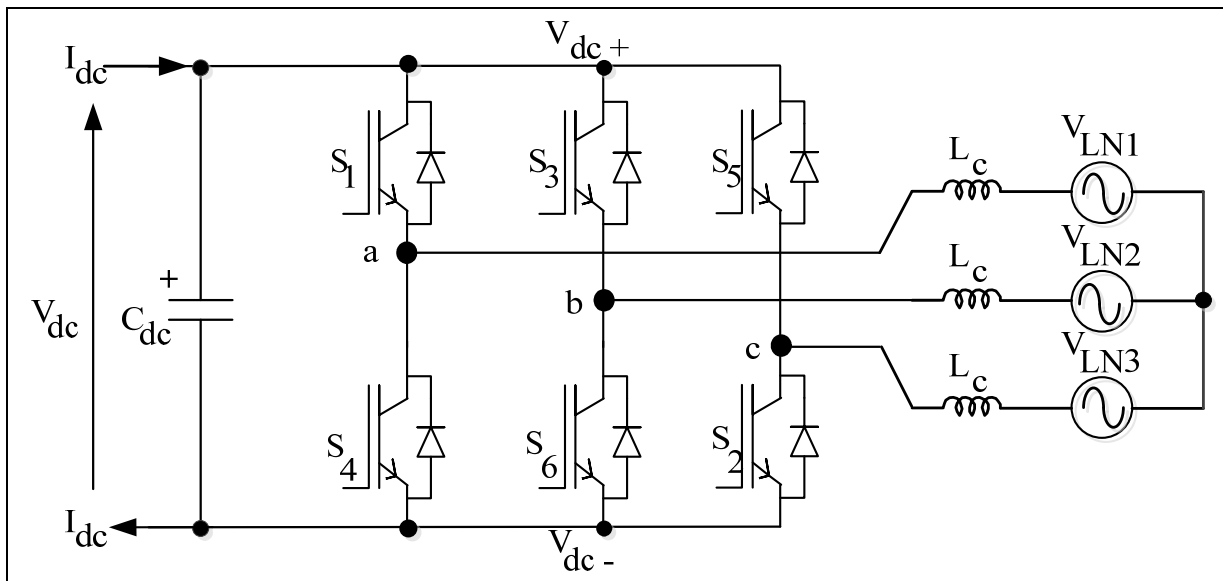


Figure 1.9 Convertisseur HVDC à IGBT à 2 niveaux

Afin d'améliorer le contenu harmonique de la tension délivrée par les convertisseurs à deux niveaux, des systèmes à trois niveaux ont été construits, on y trouve des niveaux  $+\frac{1}{2} V_{dc}$ ,  $0$ ,  $-\frac{1}{2} V_{dc}$ . La Figure 1.10 montre un convertisseur HVDC à trois niveaux basée sur une configuration utilisant des diodes de roues libres (clamping diodes) à trois niveaux.

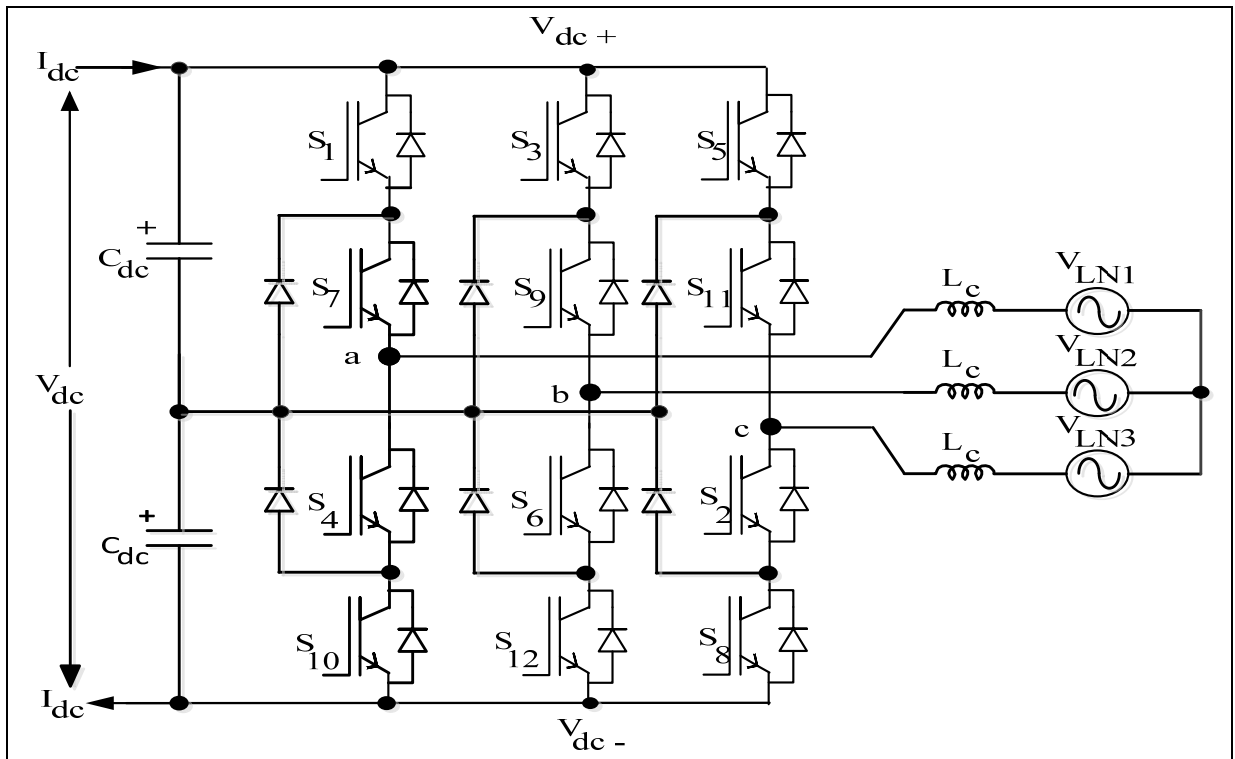


Figure 1.10 Convertisseur HVDC à IGBT à clamping diodes à 3 niveaux

Le Convertisseur Modulaire Multi-niveaux (MMC) triphasé est composé de trois bras, eux-mêmes composés de sous modules élémentaires constitués d'une cellule de commutation et d'un condensateur reliant chacune une ligne alternative AC à une ligne continue DC différentes (Akagi, 2011) (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014) (Saad, 2015) (Wikipédia, 2016). Dans le cas du montage utilisé par Siemens, chaque sous-module contient 2 IGBTs en série connectés de part et d'autre du centre de la capacité. Chaque sous-module est donc une source de tension valant 0 ou  $U_{sm}$  (avec  $U_{sm}$  la tension aux bornes de la capacité). Quand un grand nombre de sous-modules est connecté en série, les interrupteurs peuvent reproduire la forme de tension en escalier souhaitée, dans le cas des applications de transport de l'énergie électrique à courant continu à haute tension (HVDC), une sinusoïde avec un faible contenu harmonique est présenté dans les travaux de recherche de (Glinka et Marquardt, 2005) (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014). La Figure 1.11 montre un schéma structurel du convertisseur MMC.

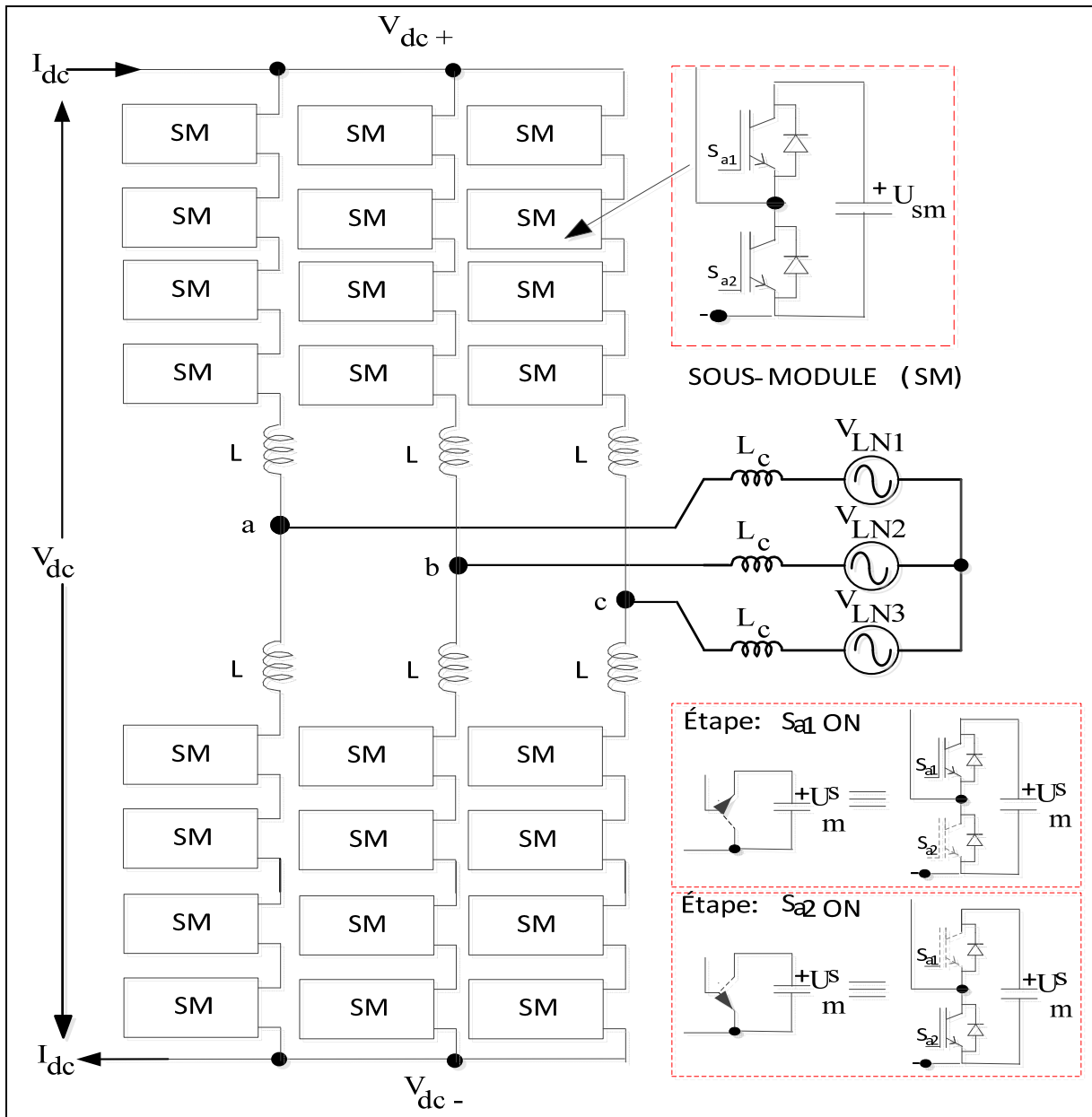


Figure 1.11 Convertisseur MMC triphasé

Dans le même contexte, les chercheurs (Flourentzou, Agelidis et Demetriades, 2009) ont présenté quelques topologies des convertisseurs multi-niveaux de type VSC pour le système HVDC. Son application à grande échelle dans les transports pour les systèmes onshore et offshore connectés avec le réseau électrique a montré qu'il peut être exploité en tant que compensateur statique série (SSSC).



### 1.3 Types de connexion des éoliennes dans un parc offshore

La Figure 1.12 montre trois différents types de connexion des éoliennes pour former un parc éolien offshore (Muyeen, Takahashi et Tamura, 2010) (Deng et Chen, 2011) (Holtmark et Molinas, 2012) (Monjean, 2012) (Holtmark et al., 2013) (Blasco-Gimenez et al., 2013) (Dahmani, 2014).

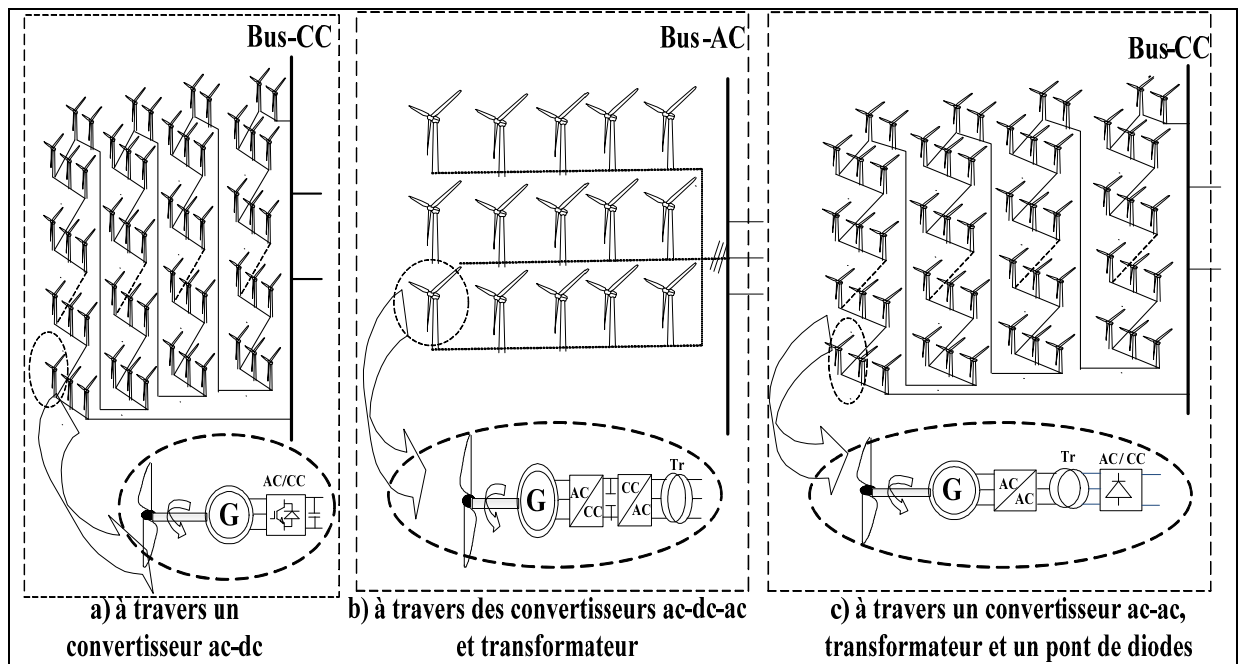


Figure 1.12 Différentes connexions des éoliennes

La technologie de parc éolien offshore a beaucoup bénéficié en grande partie des progrès technologiques récents que le parc éolien onshore. Du fait que la mer étant plane, les vents atteignent moins d'obstacles, le parc éolien offshore est par conséquent plus soutenu, et moins turbulent que sur son installation sur terre. Il offre de grands espaces libres et moins de contraintes et d'obstacles où l'implantation des machines et des stations de conversion d'énergie est possible, sous réserve d'arrangement avec les autres utilisateurs de la mer. À puissance égale, une éolienne offshore peut produire jusqu'à 2 fois plus d'électricité qu'une éolienne terrestre. Au niveau mondial, la capacité en énergie éolienne offshore cumulée à

l'horizon 2020 (Keysan et Mueller, 2011) est en constante augmentation, elle est illustrée par la Figure 1.13.

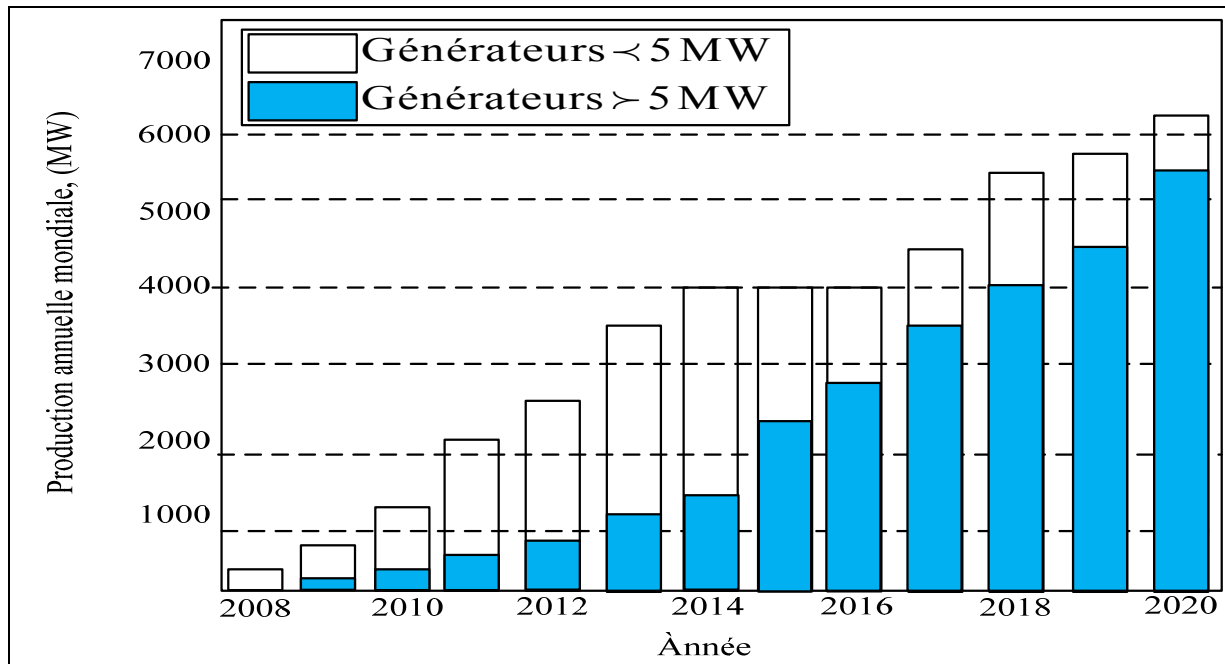


Figure 1.13 Capacité mondiale en énergie éolienne offshore cumulée à l'horizon 2020

L'exploitation de cette énergie renouvelable offshore nécessite une liaison électrique à haute tension entre le parc éolien offshore et la station de conversion d'énergie onshore (terrestre), et cela, peut être réalisé avec deux différentes technologies de transmission:

1. Transmission à courant alternatif à haute tension (HVAC);
2. Transmission à courant continu à haute tension (HVDC).

### 1.3.1 Transmission d'énergie électrique par la liaison HVAC

Les systèmes de haute tension à courant alternatif (HVAC : High Voltage Alternating Current) sont les moyens les plus utilisés depuis le début de XX siècle pour transporter

l'énergie électrique partout dans le monde. Généralement, le système de transmission HVAC a besoin des équipements suivants :

1. Trois câbles sous-marins (à isolation en papier imprégné d'huile OIP) et/ou (à isolation en polyéthylène réticulé XLPE); L'isolation XLPE peut prendre en charge plus de températures, 90°C dans le conducteur en état d'équilibre, et 250 ° C dans 3 secondes en cas de court-circuit (Bungay et McAllister, 1992);
2. Station offshore (transformateurs et compensation réactive);
3. Station onshore (transformateurs et compensation réactive);
4. Bus-AC (point de dérivation de la puissance générée par le parc éolien).

Les avantages et les inconvénients de cette transmission mentionnés dans (Ackermann, 2005) (Ackermann, 2012) (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014) sont:

Les avantages :

1. Quelques pertes d'énergie pour les petites distances;
2. N'a pas besoin de groupes électrogènes auxiliaires.

Les inconvénients :

1. Les câbles sous-marins génèrent des quantités importantes de puissance réactive et que cette puissance doit être consommée dans les extrémités du câble;
2. En raison de l'inconvénient précédent et aussi en raison des pertes diélectriques, il n'est pas possible d'utiliser la transmission de HVAC sur de longues distances sous-marines;
3. Pour le transport de grandes quantités de puissance d'émission, il est nécessaire d'utiliser plusieurs câbles en parallèle;
4. Avec l'augmentation de la taille du parc éolien et de la distance entre le parc éolien et la station de conversion d'énergie offshore, les pertes de charge augmentent de manière significative.

### 1.3.2 Transmission d'énergie électrique par la liaison HVDC

Pour des raisons environnementales et techniques, l'installation des systèmes de transport par la liaison de haute tension à courant continu (HVDC : High Voltage Direct Current) est privilégiée par rapport aux systèmes HVAC (deux conducteurs sont nécessaires seulement au lieu de trois en tension alternative, et un seul conducteur si on utilise la terre ou l'eau de la mer comme deuxième conducteur). Économiquement, l'utilisation de la liaison HVDC pour transporter des grandes puissances sur de longues distances est moins coûteuse par rapport au transport par la liaison HVAC. Le seuil de rentabilité de l'utilisation de la liaison HVDC est interpréter entre 25 et 50 km pour l'interconnexion par câble (câble sous-terrain et/ou câble sous-marin) et entre 400 et 700 km pour les interconnexions par des lignes aériennes. À titre de comparaison, la Figure 1.14 montre le choix d'utilisation entre ces deux systèmes de transport d'énergie AC ou DC, en fonction du coût et de la distance (Meah et Ula, 2007) (Setreus et Bertling, 2008).

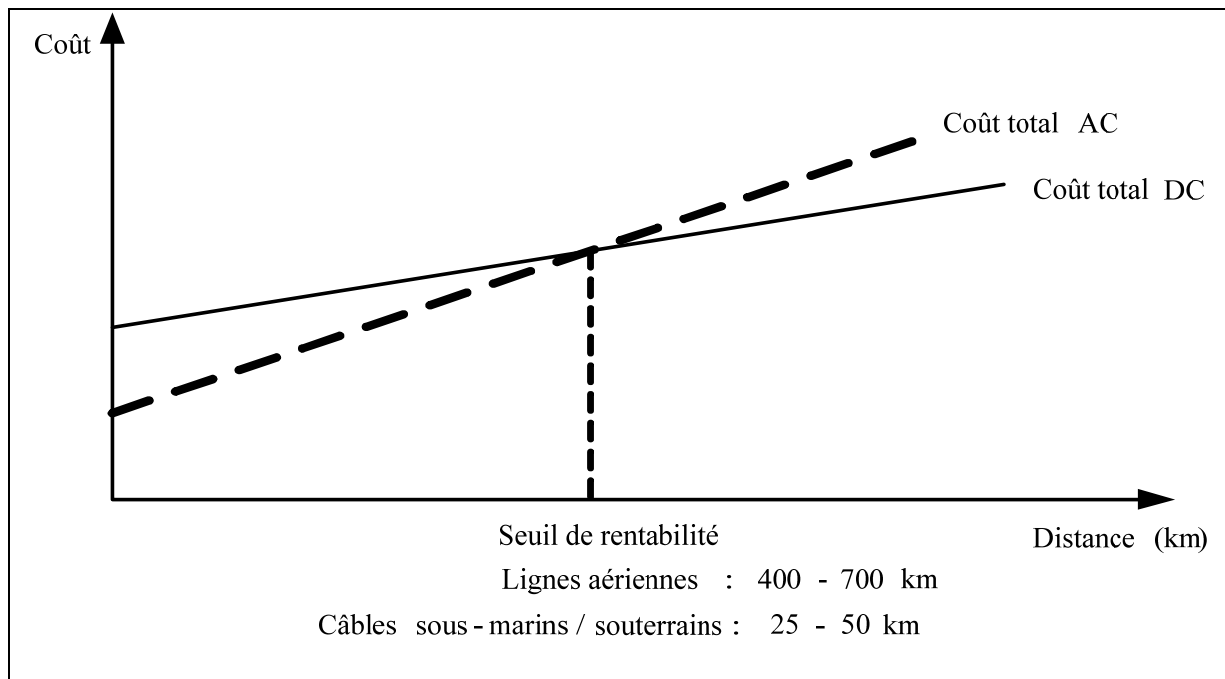


Figure 1.14 Schéma du choix optimal entre la liaison HVAC et HVDC

Sur le plan technologique, on peut distinguer deux grandes de liaison HVDC :

1. Transmission d'énergie électrique par LCC-HVDC;
2. Transmission d'énergie électrique par VSC-HVDC.

### 1.3.2.1 Transmission d'énergie électrique par LCC-HVDC

La liaison LCC-HVDC commutée par la ligne (LCC : line commutated converter) utilise les convertisseurs d'électronique de puissance à base des thyristors. La transmission de puissance dans ce système est assurée par la connexion dos-à-dos (B2B : back-to-back) des thyristors, comme le montre la Figure 1.15. Le redresseur (AC/DC) et l'onduleur (DC/AC) sont reliés par l'intermédiaire d'une inductance en série et fonctionne en tant que source de courant (CSC : Current Source Converter). Pour changer le sens du transfert de puissance, les LCC doivent inverser la polarité de la tension dans la ligne. L'avantage principal de cette liaison se trouve au niveau de sa puissance élevée, son coût minimisé et ses pertes réduites.

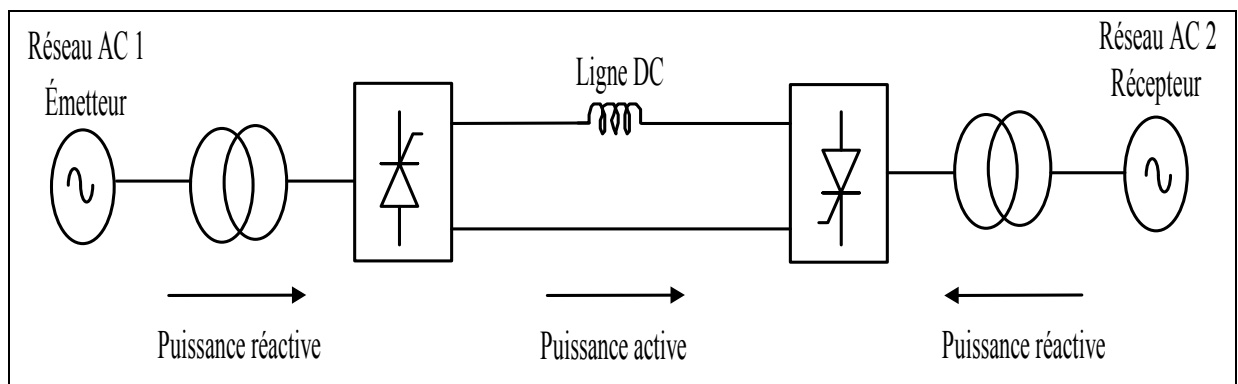


Figure 1.15 Système HVDC basé sur la technologie LCC thyristors (liaison B2B)

L'utilisation de la technologie LCC-HVDC nécessite des équipements suivants :

1. Transformateur de conversion (Converter transformer);

2. Filtres à courant continu (DC Filters);
3. Filtres à courant alternatif (AC Filters);
4. Réactance de lissage (Smoothing reactor);
5. Poste d'urgence de puissance auxiliaire (Diesel Generator);
6. Une source de puissance réactive (STATCOM ou les batteries de condensateurs);
7. Convertisseurs à thyristors;
8. Câble à courant continu (DC Cable).

La Figure 1.16 représente un système complet de la liaison LCC-HVDC (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014).

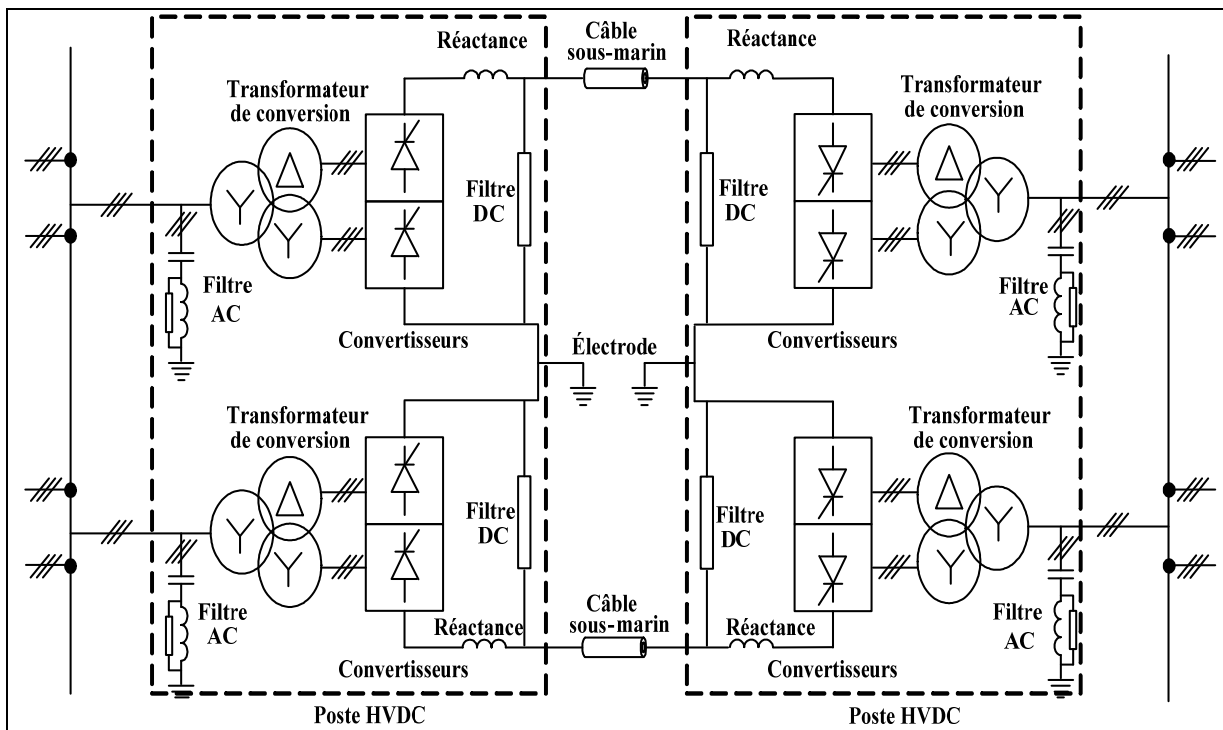


Figure 1.16 Schéma représentant les éléments constitutifs de la liaison LCC-HVDC

Le système LCC-HVDC a été utilisé pour la première fois dans l'Union soviétique en 1951 en reliant Moscou et Kachira. Une autre ligne a été construite en 1954 qui relie la Suède continentale à l'île de Gotland (Hingorani, 1996). Les avantages et les inconvénients de cette transmission (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014) sont comme suit:

Les avantages :

1. Connexion asynchrone (la fréquence peut être différente dans chaque extrémité), ce qui permet d'utiliser des commandes des éoliennes plus avancés;
2. Possibilité de contrôler la direction et la grandeur de la puissance;
3. Par rapport aux systèmes HVAC, un câble de la même taille transporte plus de puissance en courant continu;
4. La durée de vie des câbles DC est plus longue que les câbles AC.

Les inconvénients :

1. Pas de contrôle indépendant de la puissance active et réactive;
2. Génère de grandes quantités d'harmoniques et échange de grandes quantités de puissances réactives ce qui rend l'utilisation de grands filtres passifs obligatoires.

De point de vue topologie, plusieurs configurations existent dans la littérature (Flourentzou, Agelidis et Demetriades, 2009). Une topologie de la transmission LCC-HVDC nécessite une voie de retour en courant en utilisant la configuration monopolaire ou bipolaire. La configuration monopolaire utilise un seul câble pour la connexion de retour faite à travers des électrodes de la mer comme est montrée à la Figure 1.17.

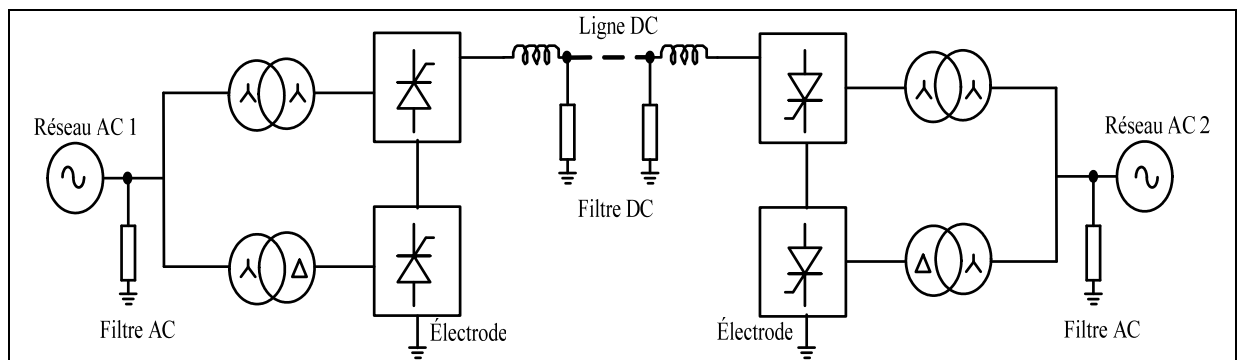


Figure 1.17 Système LCC-HVDC monopolaire avec retour par terre et un convertisseur de 12 impulsions

Dans les zones où la résistivité de la terre est hautement élevée dans le trafic, un câble métallique de tension nulle ou faible pourra être utilisé pour retourner ce courant. La Figure 1.18 montre cette topologie :

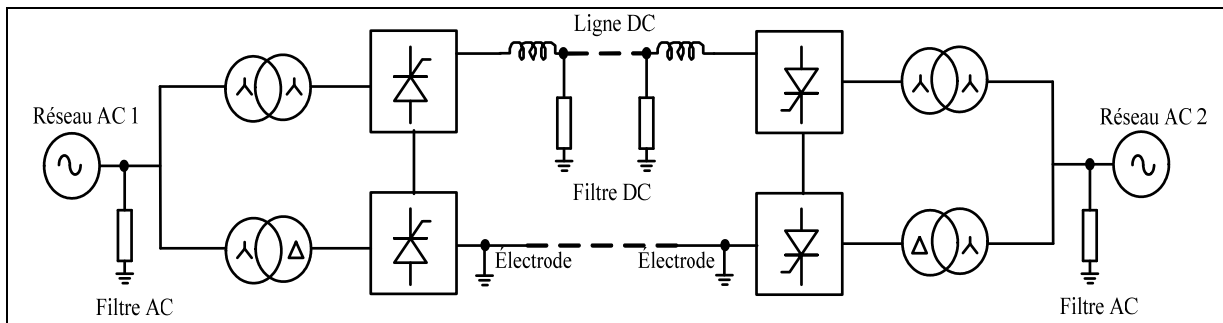


Figure 1.18 Système LCC-HVDC monopolaire avec retour métallique et un convertisseur de 12 impulsions

La configuration bipolaire est montrée à la Figure 1.19. Elle utilise deux câbles de polarités opposées (pôles 1 et 2 : l'un avec une tension positive, l'autre négative) et élimine la nécessité d'un passage de retour.

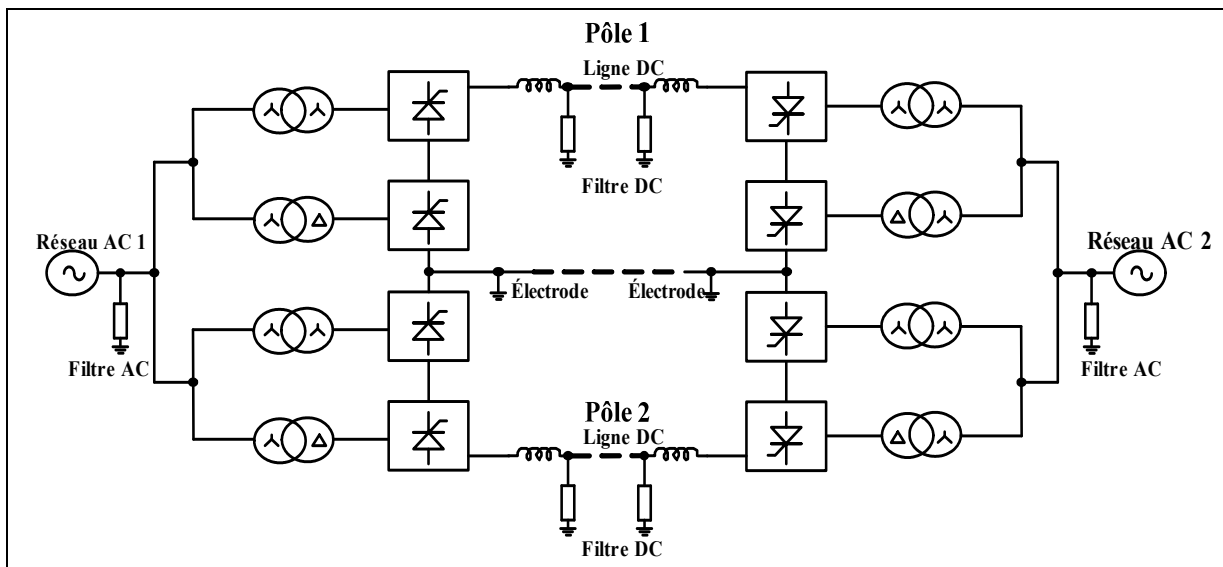


Figure 1.19 Système LCC-HVDC bipolaire avec un convertisseur de 12 impulsions par pôle



Les avantages du système bipolaire par rapport à la liaison monopolaire:

1. Peut transmettre plus de puissance;
2. Courants mis à la terre sont négligeables, ce qui réduit les pertes et l'impact sur l'environnement;
3. S'il y a un défaut dans l'un des câbles, l'autre peut continuer à transmettre la puissance;
4. Les harmoniques sont plus réduits que dans la monopolaire.

L'inconvénient majeur de système bipolaire par rapport à la liaison monopolaire est :

1. Plus cher car il dispose d'un câble supplémentaire (l'un avec une tension positive, l'autre négative). Cette option est plus coûteuse qu'un monopole.

D'autres configurations du système LCC-HVDC sont possibles et peuvent être utilisées dans les multiterminaux, parmi eux, la topologie de la Figure 1.20.

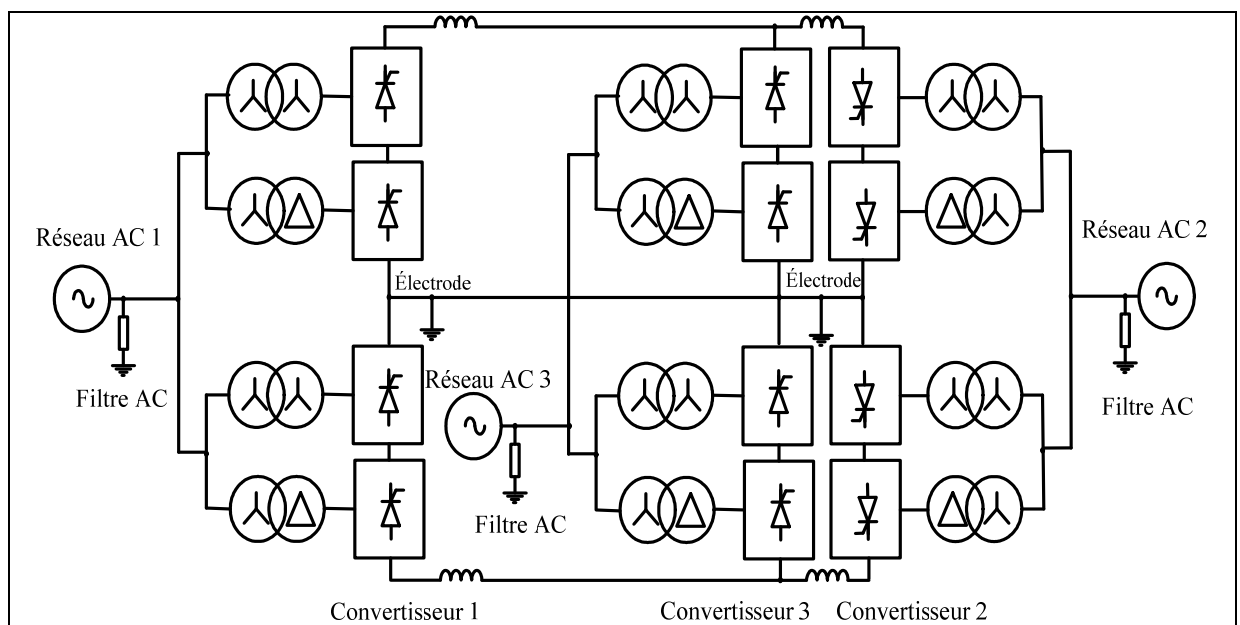


Figure 1.20 Connexion d'un système LCC-HVDC multiterminal en parallèle

### 1.3.2.2 Transmission d'énergie électrique par VSC-HVDC

Avec la venue des nouvelles technologies des interrupteurs de types IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor), plusieurs possibilités sont offertes pour la transmission efficace dans les systèmes HVDC. Ce progrès donne beaucoup d'avantage et de possibilité pour l'industrie de l'énergie en utilisant des convertisseurs en source de tension (VSC) qui seront exploités et commercialisés sous l'appellation de HVDC Light™ par la compagnie **ABB**. Le fabricant **Siemens** propose également un autre type de VSC-HVDC, connu sous le nom commercial HVDC Plus™ (Power Link Universal System). La liaison de transmission HVDC (Andersen et al., 2002) utilisant précédemment des thyristors sont remplacés par des transistors IGBT commandés à l'amorçage et au blocage comme est illustré dans la Figure 1.21.

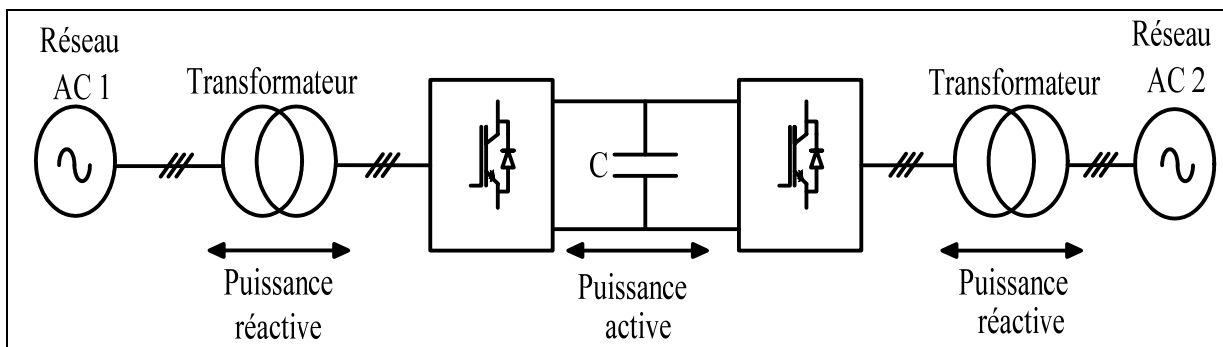


Figure 1.21 Système VSC-HVDC avec des IGBTs

La technologie VSC-HVDC offre les avantages suivants par rapport à la technologie LCC-HVDC :

1. Contrôle indépendant de la puissance active et réactive;
2. Commutation seulement par la présence des impulsions de gâchettes sur les IGBTs. Elle ne nécessite pas de source alternative pour la commutation naturelle comme c'est le cas des thyristors;
3. Besoin de moins de filtres que la liaison LCC-HVDC;
4. La taille du convertisseur est plus petite que dans la liaison LCC-HVDC;

5. Un minimum de risques de pannes de commutation;
6. Facilité de mise en œuvre pour des systèmes à plusieurs terminaux, parce que la polarité du côté DC est la même du côté redresseur que du côté onduleur;
7. Facilité de contrôle du niveau de la tension;
8. Offre une dynamique plus élevée et, à la faveur des commandes de type MLI, les filtres sont plus réduits.

Les inconvénients de la technologie VSC-HVDC par rapport à la technologie LCC-HVDC sont :

1. Utilisation des IGBTs, rend la liaison VSC-HVDC plus chère que la liaison LCC-HVDC;
2. Défauts des lignes mises à la terre sont très problématiques;
3. En raison de la fréquence élevée de la PWM, les pertes sont plus grandes que dans la liaison LCC-HVDC.

Le système VSC-HVDC nécessite des équipements présentés à la Figure 1.22 (Monjean, 2012) (Dahmani, 2014).

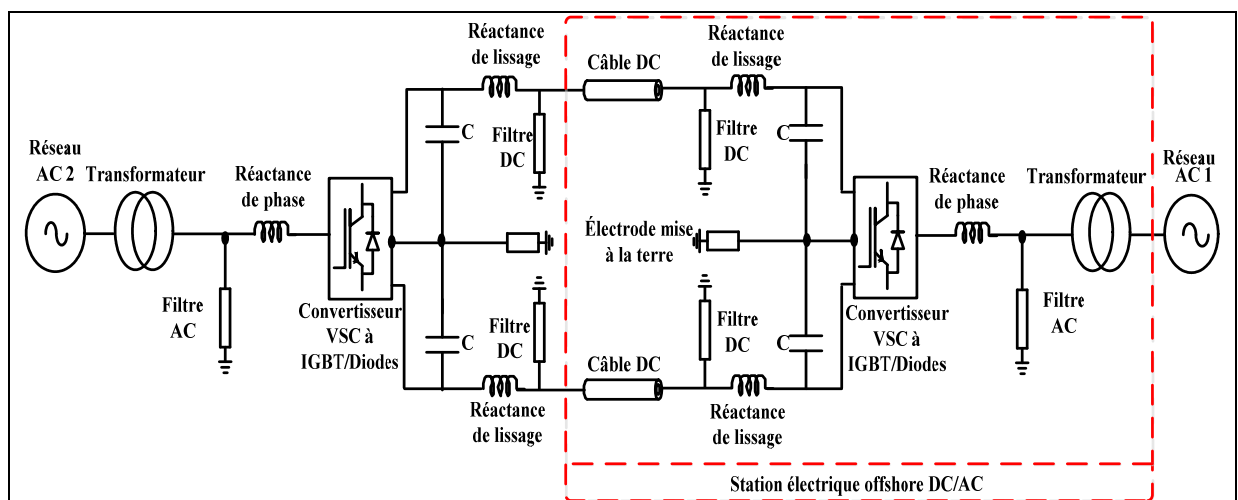


Figure 1.22 Schéma des éléments d'un système VSC-HVDC à 3 niveaux

## 1. Transformateur

Il est utilisé pour transformer un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique d'un réseau à un autre.

## 2. Filtres AC

Le filtre AC est utilisé pour absorber les courants harmoniques aux fréquences accordées à la sortie de l'onduleur pour se rapprocher de la forme sinusoïdale.

## 3. Réactances de phase

Elles sont constituées de bobines pour chaque phase pour atténuer les courants harmoniques hautes fréquences et limiter les courants de court-circuit.

## 4. Convertisseur à IGBTs

L'IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) autrement dit le transistor bipolaire à grille isolée est un transistor hybride, rassemblant un transistor à effet de champ du type MOSFET (Metal-Oxyde-Semiconductor-Field-Effect-Transistor) en entrée et un transistor bipolaire en sortie. L'objectif étant d'obtenir un interrupteur à faible chute de tension à l'état passant et forte tenue en tension tout en maintenant au maximum les avantages du MOS (grille isolée et rapidité). Il est ainsi contrôlé par la tension de grille (entre grille et émetteur) qui lui est appliquée, mais ses spécificités de conduction (entre collecteur et émetteur) sont celles d'un bipolaire.

La topologie de base pour le convertisseur VSC est celle d'un onduleur de tension classique à deux niveaux basé sur des IGBTs comme est montrée à la Figure 1.23.

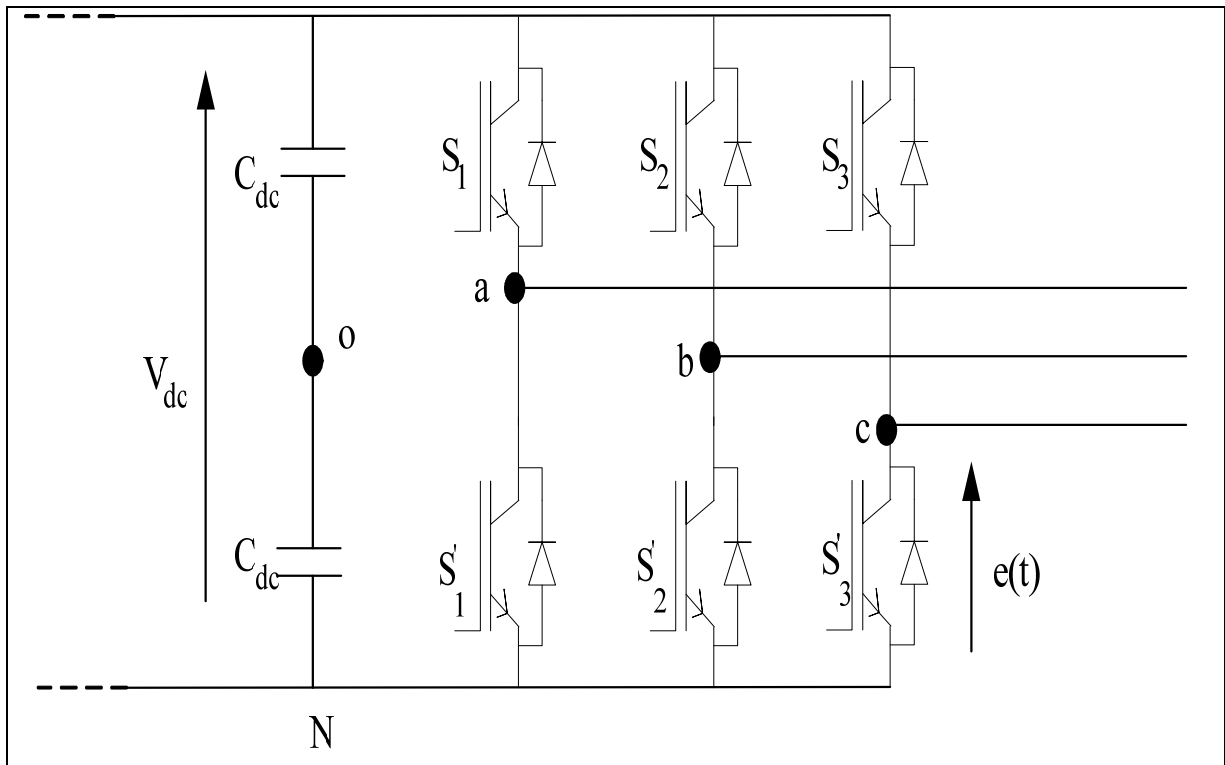


Figure 1.23 Convertisseur à source de tension à deux niveaux

L'utilisation de la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI) appliquée au contrôle du convertisseur à deux niveaux consiste à engendrer des signaux d'amorçage des semi-conducteurs en comparant un signal de consigne ou de référence ( $V_{\text{réf}}$ ) avec un signal de type porteuse triangulaire ou en dent de scie ( $V_{\text{tri}}$ ), comme le montre la Figure 1.24. L'onde à la sortie du convertisseur  $e(t)$  est un signal fortement découpé mais, sa composante fondamentale  $e_1(t)$  à la même allure que le signal de référence. Ce procédé de modulation est utilisé pour l'élimination d'harmoniques (harmoniques concentrés dans une largeur de bande étroite, ce qui réduit la taille des filtres) et de réduire les pertes de conversion (quand le courant est élevé, le convertisseur permet de réduire la commutation des interrupteurs). Avec l'augmentation de la fréquence, les harmoniques sont devenus plus atténués, mais l'efficacité du convertisseur diminue également, et on observe une augmentation des pertes et les problèmes de conception du dissipateur de chaleur. Par conséquent, le choix de la fréquence est l'une des décisions les plus importantes à faire dans la technologie VSC-HVDC.

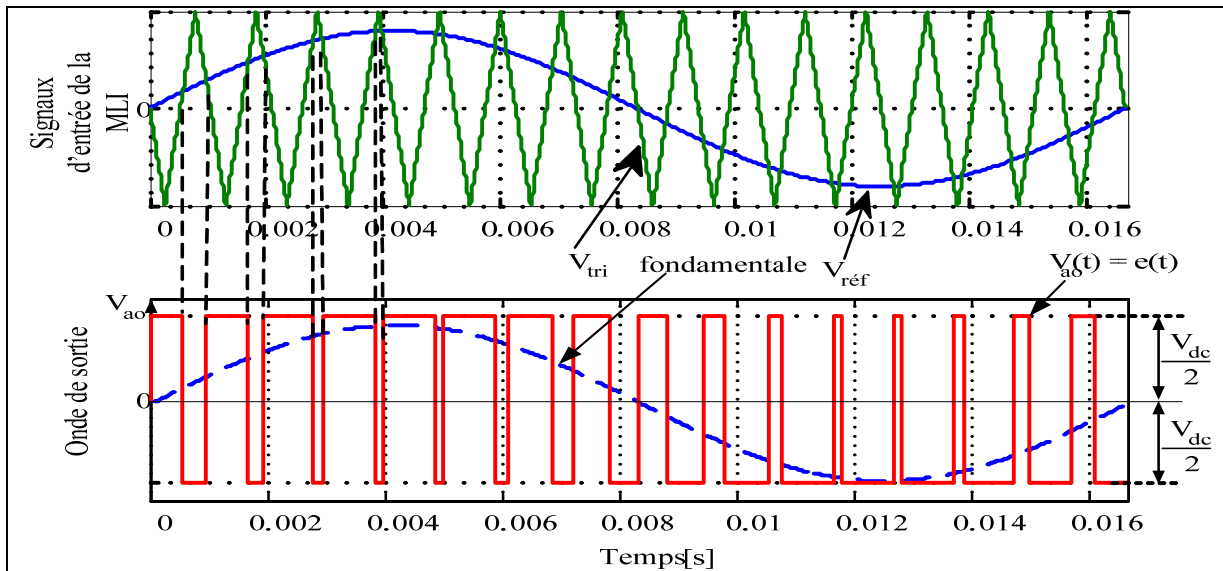


Figure 1.24 Technique de la Modulation par Largeur d'Impulsion (MLI)

Plusieurs applications ont été mises en œuvre, spécialement dans les entraînements en moyenne puissance. Cependant, afin de pouvoir l'utiliser de la même façon dans les applications de fortes puissances, il est utile de prendre en considération l'amélioration des topologies et les commandes de contrôle.

## 5. Condensateurs C

Les fonctions principales des condensateurs sont:

- servir comme accumulateur d'énergie;
- réduire les harmoniques et les ondulations de la tension continue;
- limiter les variations de tension.

## 6. Filtres DC

En général, le condensateur de côté DC et la réactance de ligne de lissage sont utilisés pour bloquer les harmoniques dans le côté DC. Mais dans certaines circonstances (interférences

avec d'autres câbles comme les câbles de communication), il peut être nécessaire d'installer un filtre DC.

## 7. Filtres à haute fréquence

En raison de la haute fréquence de commutation des IGBTs, il y aura un bruit considérable de haute fréquence dans les signaux de sorties du convertisseur. Pour éviter la transmission de ce bruit au réseau, les circuits d'amortissement à haute fréquence sont installés dans les commutateurs.

## 8. Câble DC

Dans les systèmes de transmission VSC-HVDC, les câbles sont des conducteurs en aluminium ou en fils de cuivre ronds à brins concentriques. Le câble sous-marin XLPE comprend une couche d'isolation, une gaine métallique, une enveloppe, une armure et un extérieur servant de deux couches de fils de polypropylène (Zbinden, Barragan et Pederson, 1988). La Figure 1.25 représente un schéma d'un câble sous-marin unipolaire utilisé dans la transmission VSC-HVDC.

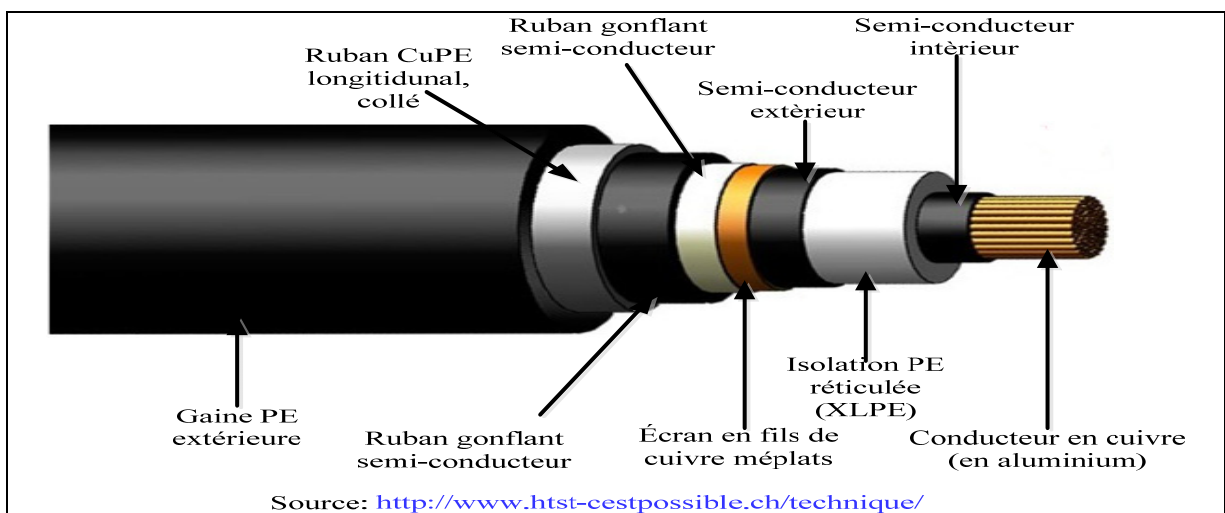


Figure 1.25 Schéma d'un câble sous-marin unipolaire du système VSC-HVDC

De point de vue topologies, le concept d'un parc éolien raccordé au bus DC avec des turbines connectées en série a été étudié en tant qu'alternative à celle d'un parc éolien parallèle raccordé au bus AC classique ou radiale par les chercheurs (Holtsmark et al., 2013), comme est montré dans les Figures 1.26 et 1.27.

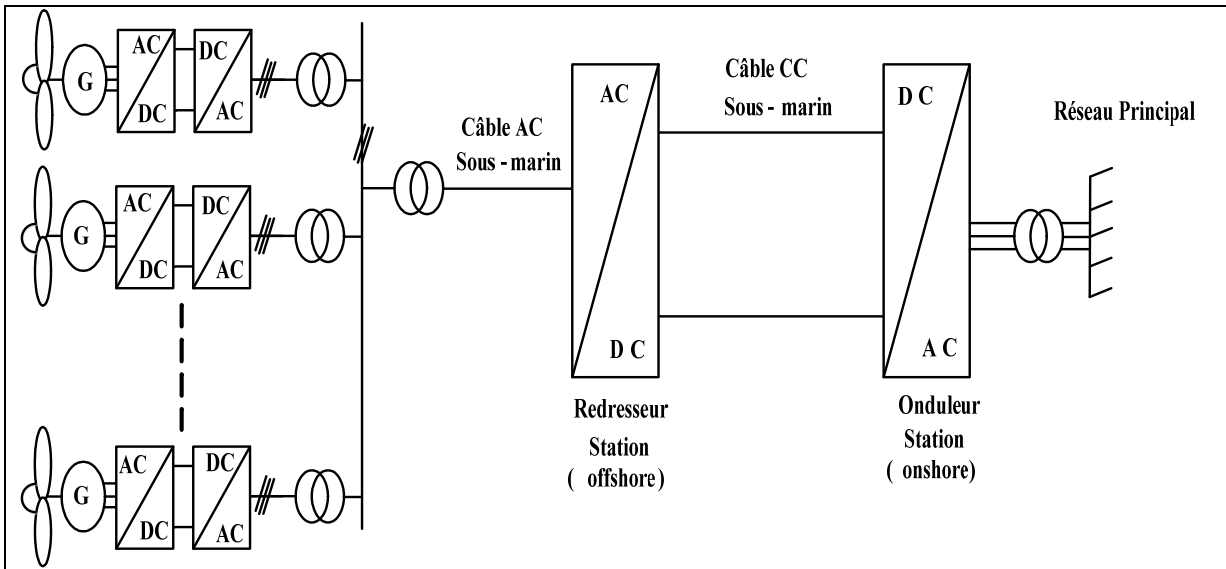


Figure 1.26 Interconnexion parallèle des éoliennes à l'aide du bus AC

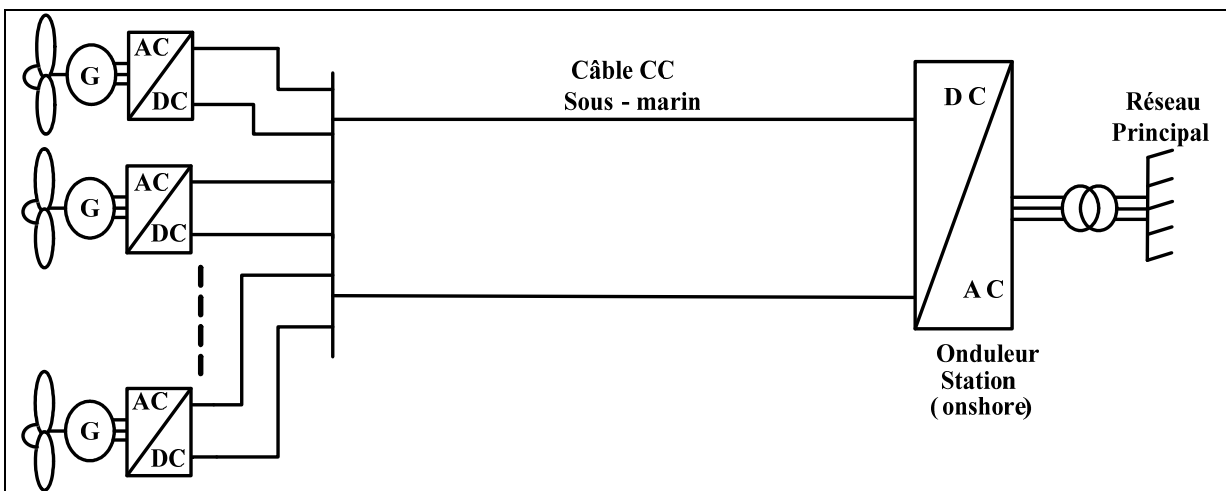


Figure 1.27 Interconnexion parallèle des éoliennes à l'aide du bus DC



Les chercheurs (Veilleux et Lehn, 2014) ont proposé une nouvelle topologie montrée à la Figure 1.28, dont lequel, la configuration proposée permet l'interconnexion des éoliennes en série sans transformateur de courant alternatif sans station offshore. Dans leurs travaux, la station HVDC onshore est conçue par des convertisseurs à thyristors effectuent le lien de la régulation du courant DC, ce qui stabilise également la tension du circuit HVDC. La simulation de la topologie proposée montre une stabilité totale du système, où chaque turbine est capable de façon indépendante d'effectuer le suivi de la puissance maximale.

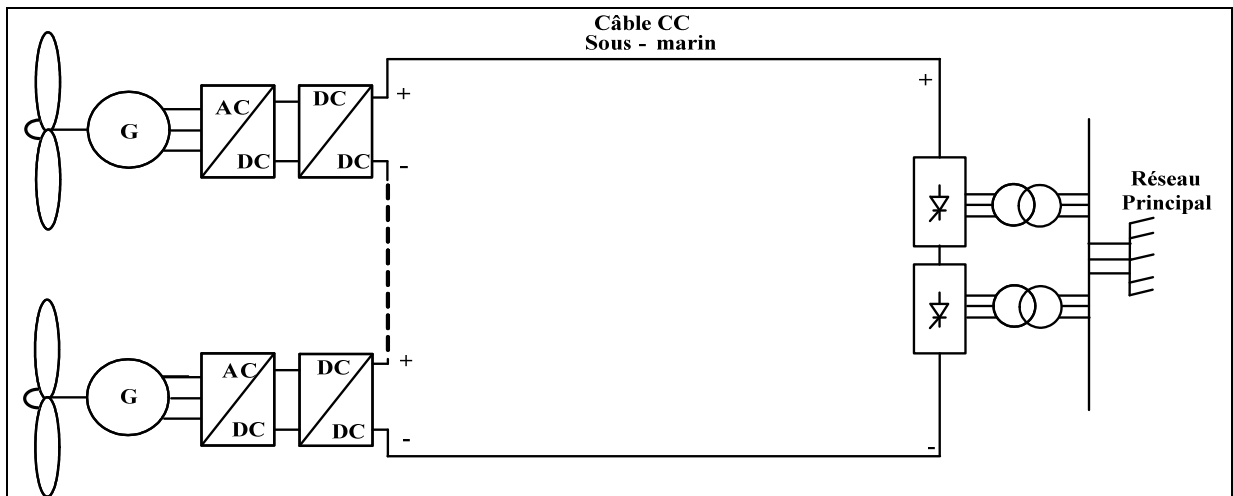


Figure 1.28 Interconnexions séries des éoliennes aux bus DC

### 1.3.3 Transmission multiterminale à courant continu (LCC-MTDC et VSC-MTDC)

Vu que le développement et le progrès dans les systèmes des transmissions à courant continu entre deux réseaux, les concepteurs des systèmes de puissance ont effectué les liaisons multiterminaux connus sous le nom de (MTDC) afin d'exploiter pleinement les avantages techniques et économiques de la liaison HVDC. Deux liaisons des systèmes MTDC sont couramment utilisées:

1. Liaison parallèle;
2. Liaison série.

### 1.3.3.1 Liaison parallèle

Pour la liaison parallèle, les convertisseurs fonctionnent tous à la même tension continue nominale (Lefebvre et al., 1991) (Chaudhuri et al., 2011) (Beerten, Cole et Belmans, 2012). Les Figures 1.29 et 1.30 illustrent les connexions radiales et maillées possibles pour le système VSC-MTDC (Cao et al., 2013) (Tang et al., 2016).

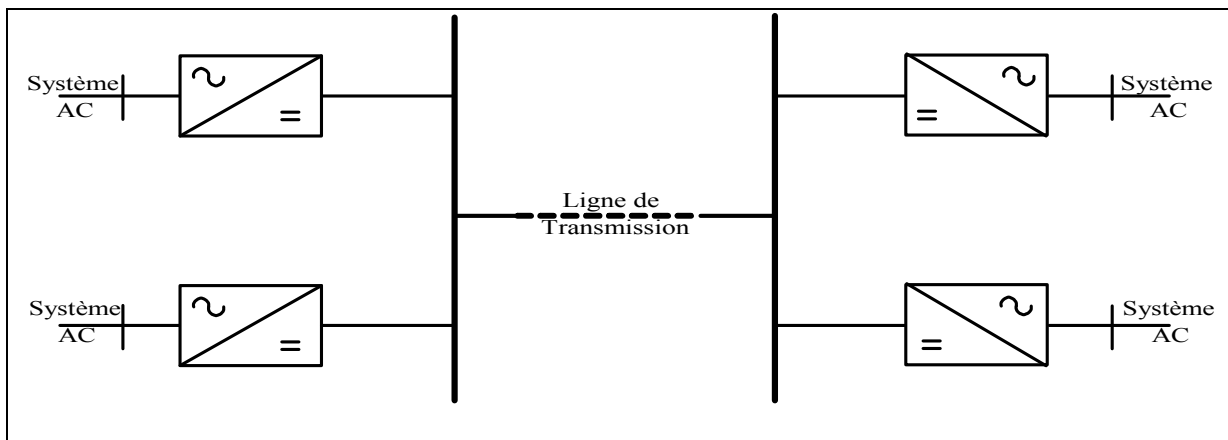


Figure 1.29 Schéma ``connexion radiale`` VSC-MTDC parallèle

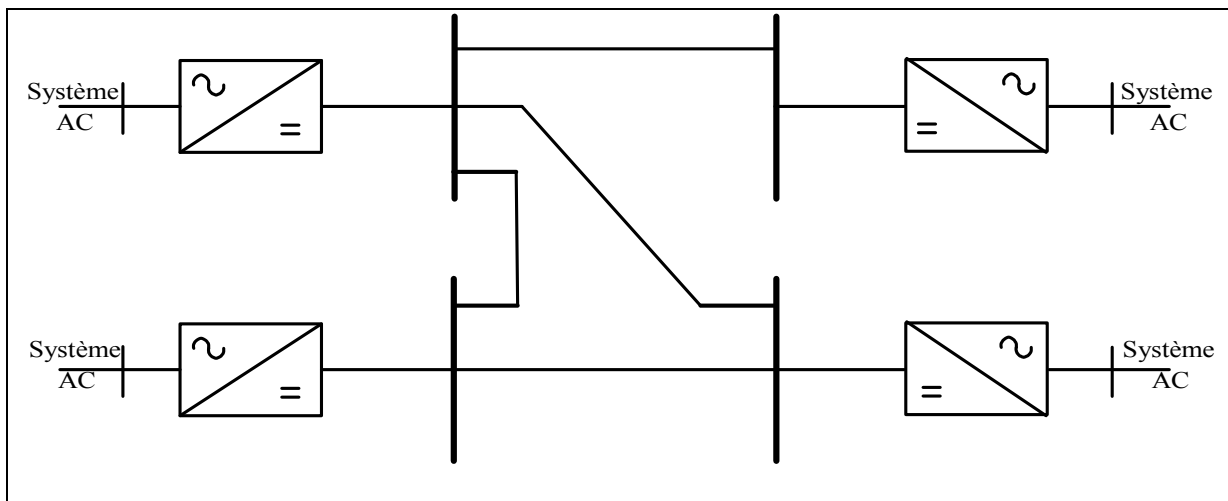


Figure 1.30 Schéma ``connexion maillée`` VSC-MTDC parallèle

### 1.3.3.2 Liaison série

Pour la liaison série, les convertisseurs LCC fonctionnent tous au même courant continu nominal. La Figure 1.31 montre une configuration série de la liaison LCC-MTDC (Chen et al., 2011) (Minxiao, Hailong et Xiaojiang, 2012) (Yi et al., 2014).

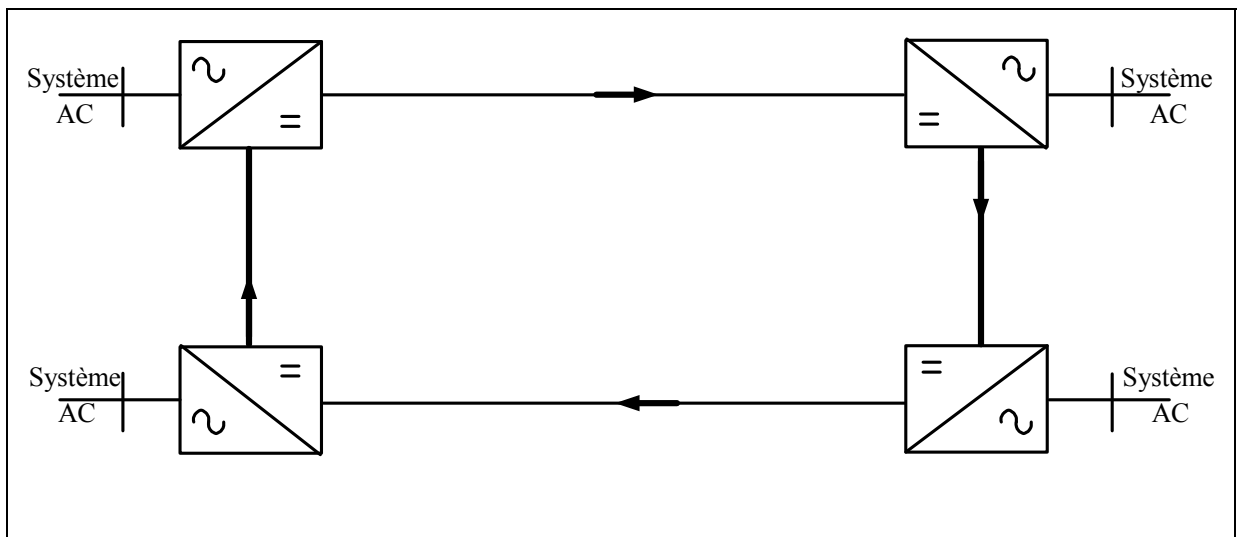


Figure 1.31 Schéma de la liaison LCC-MTDC en série

Les MTDC permettent l'interconnexion de plusieurs réseaux alternatifs sur des distances moyennes ou longues, mais ils n'ont jamais jusqu'à présent dépassé le nombre de quatre terminaux. Voici quelques exemples présentement en service utilisent la liaison MTDC :

1. **En Italie : Sardaigne – Corse (SACOI)**, qui est une extension du système à deux terminaux Sardaigne – Italie construit en 1967. Un troisième terminal a été ajouté en Corse en 1991. C'est un système de type HVDC classique à thyristors, à trois terminaux, d'une puissance de 200 MW pour deux terminaux et 300 MW pour le troisième.
2. **Aux États-Unis : Pacific Intertie**, qui a été mis en service en 1970 et qui, depuis, a été mis à niveau trois fois de 1970 au 2004. La liaison comporte quatre terminaux bipolaires en parallèle qui totalisent 3100 MW, avec une technologie classique.

3. **Au Canada : Hydro-Québec à New England**, qui est le premier système multiterminal à grande échelle au monde. Les années de mise en service se sont étalées de 1990 à 1992. C'est aussi un HVDC « classique » à trois terminaux.

Le tableau suivant montre les liaisons MTDC en opération dans le monde (Häusler, 1999).

Tableau 1.3 Liaison MTDC dans le monde

Nom	Année de la mise en service	Puissance (MW)	Distance (km)	Configurations
SACOI Italie/France	1967 1986	200 50	406	- 2 terminaux monopolaires. - 3 terminaux monopolaires (200, 50, 200MW)
Pacific Intertie USA	1970 1984 1989	1600 400 1100	1360	- 2 terminaux bipolaires 1600MW. - Amélioration des terminaux existants jusqu'à 2000 MW. - 4 terminaux bipolaires en parallèle Pôle 1+2 : 2000MW Pôle 3+4 : 1100MW
Hydro Quebec-New England Hydro Canada/USA	1990 1991 1992	1200 800 250	1480	- 2 terminaux bipolaires : première étape. - 2 terminaux bipolaires : deuxième étape. - 3 terminaux bipolaires en parallèle : Radisson : 2250 MW Nicolet : 2138 MW Sandy Pond : 1800 MW

### 1.3.4 Défauts électriques dans les systèmes HVDC

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un circuit électrique représente un défaut ou une perturbation. Ce défaut peut être monophasé (une phase en contact avec la terre), biphasé (deux phases en contact entre elles, avec ou sans contact à la terre) ou triphasé (trois phases en contact entre elles, avec ou sans contact à la terre). Ces défauts ont des effets indésirables sur l'installation électrique tel que : incendies, dysfonctionnement des machines,...etc. La minimisation de l'impact de ces défauts et l'amélioration de la qualité d'énergie sur les systèmes électriques et notamment les systèmes de transport HVDC vue leurs importances de transporter de l'énergie sur des grandes distances ont été l'objet de plusieurs travaux de recherches. Les travaux des chercheurs (Torres-Olguin et al., 2013), montrent une nouvelle stratégie de contrôle consacrée pour l'amélioration de la qualité d'énergie, cette méthode a été testée en utilisant la simulation numérique sur un système de transmission HVDC hybride pour faciliter son intégration au réseau d'un parc éolien offshore. Un Buck-boost basé sur un système HVDC avec une capacité de blocage de défaut DC a été proposé par les chercheurs (Elserougi et al., 2014) afin de surmonter les limitations classiques des défauts dans les systèmes VSC-HVDC. Dans les travaux des chercheurs (Xiaodong et al., 2014), la réaction d'un système de transmission VSC-HVDC a été analysée sous différents scénarios de défaut. Dans les travaux des chercheurs (Xiaojie et al., 2015), la capacité de tolérance lors d'un défaut monophasé sous trois conditions (défaut dans le côté primaire du transformateur  $Y/\Delta$ , défaut dans le côté secondaire du transformateur  $Y/\Delta$  et défaut dans le système à côté du réseau) dans un système de transmission HVDC avec les convertisseurs modulaires multiniveaux et la conception des contrôleurs du système ont été discutées, analysées et comparées en détail. Par ailleurs, le dispositif de commande proposé montre son efficacité sur l'amélioration des performances du système. Les chercheurs (Chaudhary et al., 2012), ont proposé une approche de contrôle pour minimiser les oscillations de puissance et donc de réduire le dépassement de la tension continue par une injection de courant dans le réseau offshore pour un système VSC-HVDC tout en considérant le réseau déséquilibré en raison de défaut asymétrique. Une nouvelle approche de contrôle destinée à améliorer la qualité de la tension d'un système

VSC-HVDC et de donner la capacité au système de fonctionner dans des conditions anormales lors de l'apparition d'un défaut dans le réseau à haute tension connecté à un parc éolien par des lignes de transmission HVDC a été présenté dans les travaux des chercheurs (Erlich, Feltes et Shewarega, 2014). Leur système étudié est représenté par la Figure 1.32.

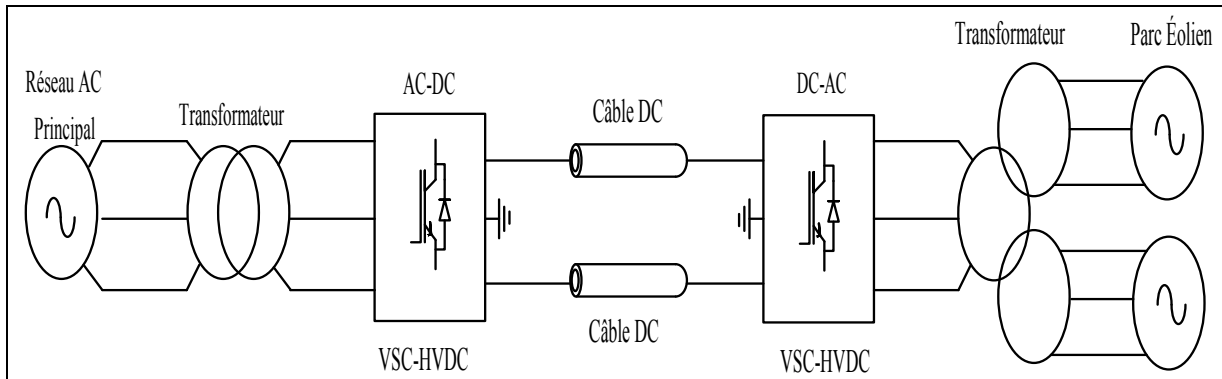


Figure 1.32 Interconnexion d'un parc éolien avec le réseau principal via VSC-HVDC

Il s'agit d'un parc éolien connecté au réseau principal AC onshore via deux stations VSC-HVDC (offshore et onshore). L'interconnexion entre ces deux stations est réalisée par deux câbles DC. Le système a été testé sous l'influence d'un défaut triphasé survenu sur le réseau AC onshore. L'impact de défaut a augmenté l'amplitude des courants de réseau et pour minimiser cette augmentation, les chercheurs ont injecté une impulsion de tension continue avec amplitude et durée bien définie dans le contrôle de la station onshore. Les résultats de simulation montrent que cette méthode a permis l'amélioration de la qualité d'onde pour les courants de réseau AC onshore avec une diminution de la profondeur de l'impact du défaut de 2,8pu à 1,7pu ce qui est équivalent à 60%.

Malgré les travaux des chercheurs dans le domaine des systèmes HVDC aient atteint leurs principaux objectifs préétablis tels que le transport d'énergie, l'amélioration de la qualité d'énergie en présence des perturbations, cependant, reste encore la réduction du coût total du système, la minimisation de l'impact des défauts AC et DC et la réduction du temps de réponse qui n'étaient pas suffisamment pris en considération.



$$P_i = \frac{V_C \cdot V_F \cdot \sin(\delta)}{X_L} \quad (1.2)$$

$$Q_i = \frac{V_C \cdot V_F \cdot \cos(\delta) - V_F^2}{X_L} \quad (1.3)$$

$P_i$  : La puissance active à la sortie de l'onduleur;

$Q_i$  : La puissance réactive à la sortie de l'onduleur;

$V_C$  : La tension de l'onduleur à la fréquence fondamentale;

$V_F$  : La tension de réception à la fréquence fondamentale;

$X_L = \omega \cdot L$  : Réactance de la ligne.

$\delta$ : L'angle de transport, autrement dit le déphasage entre les tensions aux extrémités des lignes  $V_F$  et  $V_C$ . Il contrôle le débit de la puissance active entre le convertisseur et le réseau alternatif AC et la différence d'amplitude entre  $V_F$  et  $V_C$  contrôle l'écoulement de la puissance réactive entre le convertisseur et le réseau AC.

Plusieurs travaux de recherches scientifiques ont été réalisés dans le domaine de transmission par la liaison HVDC. Dans ces travaux, le développement des nouvelles topologies, des nouvelles techniques de commande et de contrôles ont été l'objectif principal des chercheurs. Ces développements ont ciblé l'amélioration de la stabilité, la minimisation des pertes et l'augmentation du rendement du système global.

Les chercheurs (Shuhui, Haskew et Ling, 2010) ont proposé une stratégie de contrôle optimale basée sur le mécanisme de contrôle vectoriel du courant direct pour le système HVDC. Une comparaison avec la commande vectorielle classique pour les différentes étapes de contrôle des systèmes HVDC tel que: puissance active, puissance réactive, contrôle de la tension du réseau a été aussi présentée dans leurs travaux. Cette stratégie de contrôle permet d'éviter le problème de saturation de la tension de commande à l'entrée de PWM, d'assurer un contrôle plus stable et rapide de la tension du bus DC et permet un contrôle plus vigoureux de la puissance active et de la puissance réactive. Les principaux inconvénients de cette commande se trouvent à la limite de saturation, à savoir que la tension du bus DC et la



puissance de sortie ne sont pas correctement contrôlées. Le schéma du contrôle vectoriel du courant direct et d-q conventionnel proposé par les chercheurs (Shuhui, Haskew et Ling, 2010) est représenté aux Figures 1.34 et 1.35.

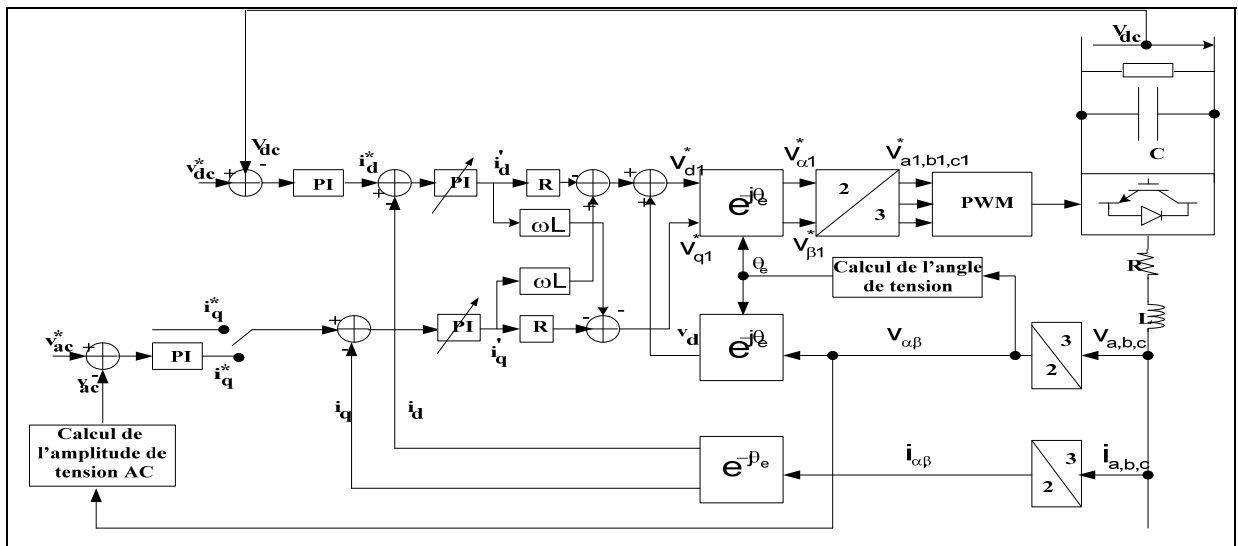


Figure 1.34 Schéma de contrôle vectoriel du courant direct

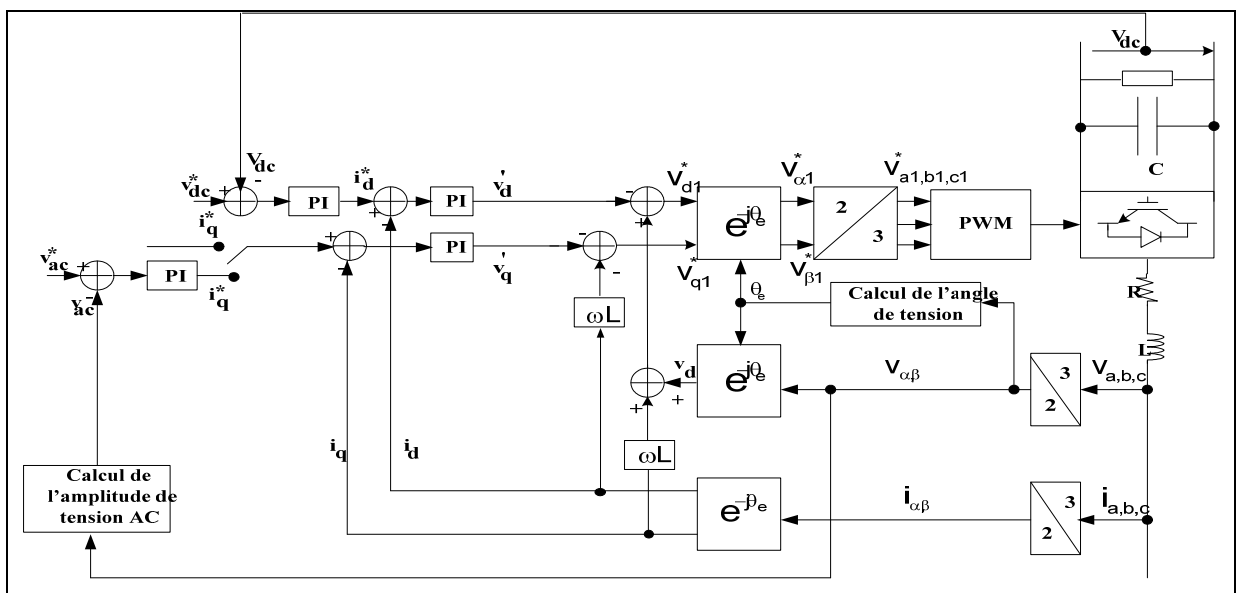


Figure 1.35 Schéma de contrôle vectoriel d-q conventionnel

La méthode de contrôle conventionnelle (Figure 1.35) appliquée au VSC comporte deux boucles de contrôle : boucle de courant rapide (faster inner current loop) et boucle de contrôle lente (slower outer control loop) qui génère les courants de références selon l'axe d-q ( $i_d^*$  et  $i_q^*$ ). Pour le contrôle de la puissance active, le courant de référence sur l'axe (d)  $i_d^*$  est défini par l'équation suivante :

$$i_d^* = \frac{P_{ac}^*}{V_d} \quad (1.4)$$

Pour le contrôle de la tension continue, le courant de référence sur l'axe (d)  $i_d^*$  est généré par la boucle de tension continue du bus DC. Pour garder la tension constante au point de raccordement PCC (en anglais : Point of common coupling), il faut agir sur la puissance réactive. Pour le contrôle de la puissance réactive, le courant de référence sur l'axe (q)  $i_q^*$  est défini par l'équation suivante :

$$i_q^* = \frac{-Q_{ac}^*}{V_d} \quad (1.5)$$

Les tensions de références selon l'axe d-q  $V_{d1}^*$  et  $V_{q1}^*$  sont obtenues à l'aide de l'erreur à la sortie des contrôleurs de boucles de courants ( $V_d'$  et  $V_q'$ ) et en ajoutant le terme de la compensation. Elles sont représentées par l'équation suivante :

$$\begin{cases} V_{d1}^* = -V_d' + \omega_s L i_q + V_d \\ V_{q1}^* = -V_q' - \omega_s L i_d \end{cases} \quad (1.6)$$

Pour prévenir le convertisseur d'un dépassement du courant, le courant de référence en ( $i_d^*$ ) doit être ajusté par l'estimation du courant de référence générée par la tension continue du bus DC.

Les chercheurs (Lidong, Harnefors et Nee, 2010) ont proposé une nouvelle méthode de synchronisme appelée puissance de synchronisation, où aucun PLL (Phase Lock Loop) n'est nécessaire. Cette proposition utilise une synchronisation interne et permet d'éviter les instabilités causées par le PLL standard pour un système faible AC. La méthode décrite dans cet article utilise une technique de synchronisation basée sur le mécanisme interne de synchronisation dans les systèmes à courant alternatif, c'est-à-dire, la puissance active de sortie est contrôlée directement par la boucle de la puissance de synchronisation et la puissance réactive est contrôlée par l'ajustement de l'amplitude de la tension au point de raccordement. Cette nouvelle technique selon les auteurs peut résoudre les problèmes de résonance et de synchronisation. Le Figure 1.36 montre un VSC simplifié raccordé avec le réseau AC (Lidong, Harnefors et Nee, 2010).

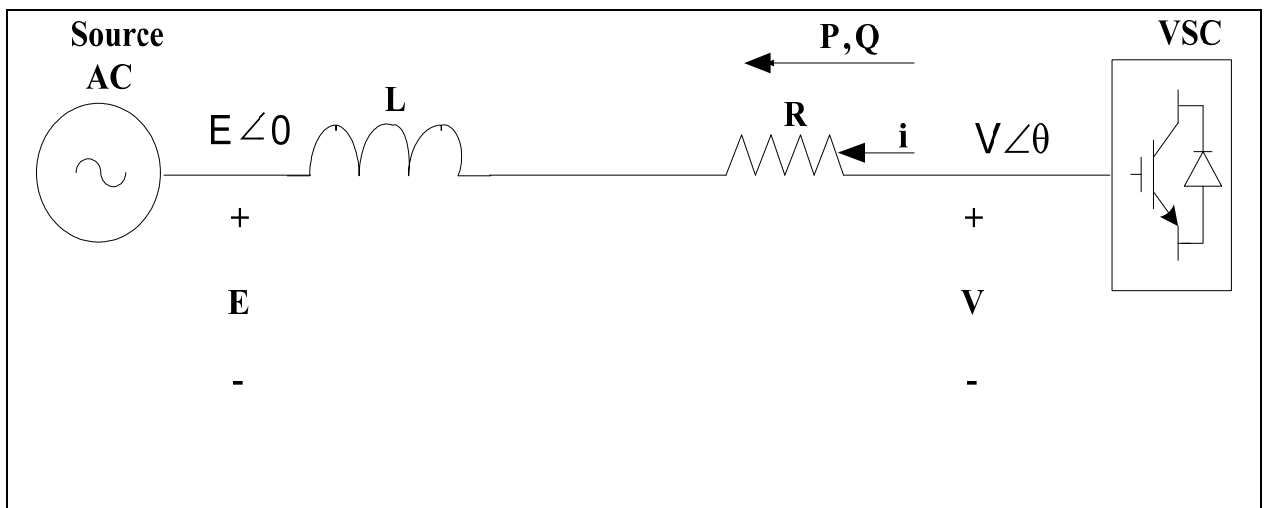


Figure 1.36 Schéma simplifié d'un convertisseur VSC connecté au réseau AC

Les puissances (active et réactive) de ce système sont définies par les équations suivantes :

$$P = \frac{EV \sin \theta}{X} \quad (1.7)$$

$$Q = \frac{V^2 - EV \cos \theta}{X} \quad (1.8)$$

Respectivement,  $E$  et  $V$  représentent les tensions aux extrémités des lignes,  $X$  représente l'impédance de la ligne et  $\theta$  le déphasage entre les tensions  $E$  et  $V$ .

Dans les travaux des chercheurs (Muyeen, Takahashi et Tamura, 2010), les procédés de fonctionnement et de commande d'un parc éolien offshore basées sur des génératrices à vitesse variables de type synchrone à aimant permanent (PMSG) raccordé au réseau principal via le système HVDC ont été exposés. Les convertisseurs de transmission d'énergie du système VSC-HVDC à trois niveaux basés sur un point neutre ont été utilisés pour l'interconnexion entre le parc éolien offshore et le réseau principal onshore. La stratégie de contrôle a pour but de maintenir la tension à la ligne HVDC et la fréquence côté réseau constantes.

Les chercheurs (Kun et al., 2011) ont proposé une topologie de type série-parallèle des unités de production DC pour le système VSC-HVDC dont la tension du bus continu a été commandée par le convertisseur du côté générateur afin de gagner l'objectif de la topologie proposée. La technique de découplage des puissances active et réactive a été appliquée au contrôle du convertisseur côté réseau pour suivre la puissance maximale en contrôlant les courants du réseau suivant l'axe d-q.

Les chercheurs (Song et al., 2011) ont montré l'efficacité de la technologie VSC-HVDC utilisant une commande vectorielle à flux statorique orienté pour réduire les fluctuations de la puissance générée par les parcs éoliens basés sur des machines asynchrone à double alimentation (MADA) (en anglais DFIG : Doubly-fed induction generator). De plus, les chercheurs ont proposé une méthode d'auto-rapidité de la régulation des puissances active et réactive du système VSC-HVDC pour la coordination entre les parcs éoliens et le système VSC-HVDC.

Les chercheurs (Wenyuan et al., 2014) ont présenté une analyse complète concernant la dynamique de contrôle de la puissance active en boucle fermée pour le convertisseur à source de tension (VSC), la stabilité, la performance et la robustesse du système HVDC.

Les chercheurs (Preece, Woolley et Milanovic, 2013) ont exploré la possibilité d'utiliser la méthode PCM (Probabilistic Collocation Method) basée sur la probabilité due à l'incertitude des lignes de transport d'électricité du système VSC-HVDC. Ils ont appliqué cette méthode sur la stabilité des perturbations et la stabilité de la tension dans les lignes de transmission. Les résultats ont montré une réduction considérablement du temps de calcul, un processus de classement basé sur la sensibilité des valeurs propres est présenté à côté de l'analyse d'une petite perturbation. Aussi, les chercheurs montrent l'adaptation de cette méthode à la réduction de la complexité du système de grands réseaux électriques.

Les chercheurs (Minyuan et Zheng, 2012) ont présenté un développement mathématique du modèle MMC (modular multilevel converter) pour des applications dans les systèmes HVDC sous différentes conditions, réseau équilibré et déséquilibré. Ils ont montré la dynamique des séquences positives, négatives et homopolaires calculée à partir du modèle mathématique. Les résultats montrent que le système MMC-HVDC avec ou sans transformateur est capable de fonctionner dans des conditions déséquilibrées en utilisant la méthode de contrôle proposée.

#### **1.4 Problématiques**

Les travaux de recherche dans le domaine des énergies renouvelables disponibles dans les revues de la littérature ont montré de grandes avancées dans le domaine du contrôle, des configurations utilisées pour la production d'énergies éoliennes et le transport à travers des stations VSC-HVDC. Malgré les efforts des chercheurs dans ce contexte, plusieurs problématiques demeurent sans solution efficace. Après des recherches approfondies effectuées dans ces domaines, on a remarqué que des améliorations pourront être apportées aux différents niveaux, que ce soit au niveau du contrôle, ou au niveau des configurations pour rentabiliser et optimiser l'énergie transportée. Ces améliorations qui sont développées dans cette thèse sont déduites à partir des problématiques constatées dans des revues scientifiques internationales.

**Problème de maximisation de la puissance éolienne**

La première problématique traite la maximisation de puissance d'un parc éolien offshore qui constitue un problème pour les constructeurs qui se trouvent confrontés à développer des dispositifs MPPT simples, moins coûteux, robustes, fiables et capable d'obtenir un rendement énergétique efficace. Plusieurs chercheurs ont proposé des solutions semblables se basant sur l'utilisation des MPPT, mais ces solutions ne donnent pas entière satisfaction.

**Problème de l'incertitude des mesures et de la modélisation**

Problème des incertitudes des mesures, des incertitudes dans la modélisation, du dysfonctionnement ou de panne des capteurs survenus subitement. Ces problèmes influencent négativement les performances de la commande et sur la qualité d'énergie.

**Problème des défauts AC et DC sur la stabilité du système**

Le problème des défauts (AC et DC) influe négativement sur l'amplitude des courants, des tensions, la stabilité du système et la qualité d'énergie. Ces défauts peuvent produire des dommages importants aux équipements électriques.

**Problème des coûts et d'encombrement d'une installation**

Dans n'importe quel projet d'installation pour la production d'énergie électrique, le problème des coûts et d'encombrements du système doit être pris en considération. De point de vue technico-économique, le coût de l'installation doit être moins cher et la taille du système doit être réduite.

### **Problème de robustesse des commandes**

Pour que le transfert de l'énergie produite par le parc éolien offshore vers le réseau principal AC onshore soit efficace durant le fonctionnement normal ou avec la présence des défauts AC et DC, les commandes appliquées pour le contrôle des stations VSC-HVDC doivent avoir une réponse dynamique, rapide et robuste afin de réduire l'impact des défauts sur les variations de la grandeur captée plus précisément le niveau de dépassement d'amplitude.

### **Problème de la saturation dans le régulateur PI**

Les contrôleurs PI offrent une réponse très lente à toute perturbation transitoire (défaut) en raison de ses gains fixes et des saturations survenant rendant le système mal contrôlé. Les choix des gains des paramètres assez élevés des régulateurs linéaires peuvent rendre le processus oscillant et même instable dues aux limitations causées par la saturation durant les courants de défauts importants.

## **1.5 Objectifs**

Les objectifs pour résoudre les problématiques citées en haut sont décrits comme suit :

- maximiser la puissance du parc éolien offshore;
- amélioration de la puissance d'extraction du parc éolien offshore;
- meilleur transfert de puissance durant la présence de défaut;
- réduction du coût, d'encombrement et de maintenance de l'installation;
- amélioration des performances statiques et dynamiques du système durant la présence de défaut;
- meilleur contrôle du système durant la présence de défaut.

## 1.6 Méthodologie

La méthodologie définit les étapes à entreprendre pour l'atteinte des objectifs fixés. Pour cela, nous modéliserons en premier lieu les différents éléments du système comprenant : l'éolienne, la génératrice PMSG du parc éolien offshore, onduleur DC-AC offshore, la station VSC-HVDC offshore et onshore. Des commandes ont été élaborées pour le contrôle de ces différents éléments et des algorithmes ont été développés afin de les interagir pour solutionner efficacement les objectifs fixés.

Trois systèmes HVDC de configurations différentes ont été considérés pour valider les solutions proposées.

La première configuration du système HVDC interconnecte un parc éolien offshore au réseau AC onshore via deux stations (offshore et onshore) à trois niveaux à point neutre calé (3L-NPC VSC-HVDC) connectées entre elles par deux câbles DC. Dans ce système les variables estimées obtenues par les observateurs non-linéaires proposés sont intégrés dans le contrôle des convertisseurs. Cette démarche participe à la maximisation de l'énergie du parc éolien offshore en suivant la référence obtenue par le nouvel algorithme MPPT en temps réel, à la minimisation du coût de l'installation, à la réduction de la taille du système et à l'atténuation de l'impact des défauts.

Des tests de sévères défauts au PCC du côté réseau principal AC onshore, du côté réseau AC offshore et du côté DC ont été entrepris pour vérifier l'efficacité des observateurs non-linéaires proposés sur la qualité d'énergie. Une comparaison des résultats obtenus avec d'autres travaux de recherche dans le même domaine de point de vue dépassement et rapidité de réponse du système a été présentée.

La deuxième configuration du système HVDC interconnecte un parc éolien offshore au réseau AC onshore via deux stations (offshore et onshore) à deux niveaux (VSC-HVDC) connectées entre elles par deux câbles DC. Dans ce système est associé au contrôle des convertisseurs du parc éolien offshore les variables estimées obtenues par les observateurs



non-linéaires proposés. Cette démarche participe à la maximisation de l'énergie du parc éolien offshore en suivant la référence obtenue par le nouvel algorithme MPPT en temps réel, à la minimisation du coût de l'installation, à la réduction de la taille du système et la réduction d'intervention des services de maintenance. Des tests de sévères défauts au PCC du côté réseau principal AC onshore, du côté réseau AC offshore et du côté DC ont été entrepris pour vérifier l'efficacité de la méthode de compensation proposée sur la qualité d'énergie. Une comparaison des résultats obtenus avec et sans compensation du système avec d'autres travaux de recherche dans le même domaine de point de vue impact de la profondeur de défaut sur l'amplitude, stabilité et qualité de l'énergie a été présentée.

La troisième configuration du système HVDC interconnecte un parc éolien offshore au réseau AC onshore via une station onshore à deux niveaux (VSC-HVDC) et deux câbles DC. Pour la maximisation de la puissance des éoliennes du parc éolien offshore, on utilise le nouvel algorithme MPPT proposé pour extraire le point optimal de la vitesse de rotation en temps réel via un système de commande appliqué au convertisseur DC-DC (Boost). On élimine les limitations du contrôleur PI causées par la saturation, une commande robuste est proposée au contrôle de la station VSC-HVDC pour outrepasser cette contrainte. Des comparaisons des résultats obtenus par simulation du système utilisant la commande non-linéaire adoptant le contrôleur PI et la nouvelle commande (aucun contrôleur PI n'est utilisé) dans des conditions normales et en présence d'un défaut DC ont été présentées. Un prototype à échelle réduite est réalisé au laboratoire en procédant à un test de défaut du côté DC afin de valider les résultats de simulation numérique obtenus avec l'utilisation de la nouvelle commande. L'ensemble des modèles sont développés dans l'environnement Matlab/SimpowerSystem pour la validation par simulation et dSPACE-DS1104 pour la validation expérimentale.

## **1.7 Contributions**

A travers la recherche bibliographique, des problématiques ont été clairement identifiées, des objectifs ciblés et une méthodologie a été élaborée pour l'accomplissement des contributions citées ci-dessous.

### **Élaboration d'une nouvelle méthode de MPPT**

Élaboration d'un nouvel algorithme MPPT en temps réel sous forme d'un programme dans Matlab pour maximiser la puissance éolienne en tenant compte de la vitesse du vent et l'angle de calage (Pitch angle).

La méthode proposée n'utilise pas de capteurs de tension ou de courant, elle se base uniquement sur un modèle mathématique de l'éolienne, deux variables à savoir la vitesse du vent et l'angle de calage des pales (pitch angle) seront mesurées. La méthode proposée n'est pas influencée par le bruit et les performances d'extraction de la puissance maximale sont satisfaisantes.

### **Intégration de contrôle sans capteur**

Utilisation des observateurs non-linéaires du filtre de Kalman étendu (EKF) pour l'estimation de la vitesse de rotation et de la position de rotor, de la tension du bus DC de l'onduleur DC-AC offshore et des deux stations offshore et onshore à trois niveaux (3 L-NPC VSC-HVDC). Ces estimations résolvent le problème de l'imprécision des mesures, de l'imprécision de la modélisation, de dysfonctionnement des capteurs, des pannes survenues subitement aux capteurs, l'impact des défauts AC et DC, l'intervention des services de maintenance, la taille et le coût total du système.

### **Minimisation de la profondeur de l'impact des défauts par MRAC**

Utilisation d'une commande basée sur le modèle de référence (MRAC) afin de réduire l'impact des défauts (AC et DC) et d'accélérer le temps de réponse du système. Cette commande se base sur le mécanisme d'adaptation conçu pour ajuster les paramètres du régulateur en utilisant l'erreur « e » engendrée entre le système physique  $V_{dc}$  et le modèle de référence  $V_{dc M}$ .

### **Élimination des limitations causées par la saturation des PI par SMC**

Le problème de limitation de la commande non-linéaire dans le plan d-q avec le contrôleur PI est résolu par une approche se basant sur l'utilisation de la commande par mode de glissement (SMC) dans lequel aucun contrôleur PI n'est utilisé. En régime permanent et en présence de défaut DC, une étude comparative des deux commandes appliquées à la station onshore VSC-HVDC a été effectuée. Des résultats de simulation montrent une supériorité de la commande SM sur la stabilité, la réponse dynamique et la réponse en régime permanent.

## **1.8 Conclusion**

En premier lieu de ce premier chapitre, un état de l'art sur l'identification des systèmes de conversion d'énergie éolienne, les différents éléments de la turbine, les convertisseurs de puissance qui assurent l'interfaçage avec l'éolienne et le réseau électrique ont été présentés. Plusieurs méthodes réalisées par les chercheurs pour l'extraction de la puissance maximale des turbines ont été présentées. En second lieu, une revue de la littérature des travaux de recherche sur le parc éolien, les différents types de liaison utilisés pour transporter l'énergie produite par les parcs éoliens spécialement le parc éolien offshore et entre les réseaux électrique a été exposée. Le critère de choix de point de vue technico-économique entre la transmission à courant continu haute tension (HVDC) et celle à courant alternatif haute tension (HVAC), ainsi que leurs avantages et inconvénients a été exhibé. Les différentes connexions des éoliennes du parc éolien, les configurations existantes avec la liaison LCC-

HVDC et leurs principaux éléments ont été étalés. L'état de l'art de la nouvelle technologie de transmission d'énergie à courant continu à haute tension à base des convertisseurs à source de tension (VSC-HVDC) ainsi que les algorithmes de contrôle ont été aussi présentés. De plus, on a dévoilé dans ce chapitre, quelques problématiques citées dans plusieurs travaux de recherche récents sur les systèmes de conversion d'énergie éolienne et les systèmes HVDC notamment les problématiques dues aux méthodes pour l'extraction de la puissance maximale de l'éolienne (MPPT), l'influence de l'impact des défauts (AC et DC) sur le système, la stabilité et l'amélioration de la qualité d'énergie électrique ainsi que les objectifs de la thèse pour résoudre ces problèmes. La méthodologie et les contributions proposées sont aussi intégrées dans ce chapitre. Les grands projets mondiaux utilisant les stations VSC-HVDC ont été aussi divulgués. Ces analyses permettront au lecteur de voir, de juger et d'évaluer l'avancement de la recherche sur les technologies des systèmes HVDC et leurs importances dans le transport d'électricité produite par les parcs éoliens offshore qui représentent l'évènement d'aujourd'hui.

## CHAPITRE 2

### NOUVEL ALGORITHME MPPT ET ESTIMATEURS NON-LINÉAIRES APPLIQUÉS AU SYSTÈME ÉOLIEN

#### 2.1 Introduction

Dans ce chapitre, des modélisations de la turbine basée sur une génératrice synchrone à aimant permanent à vitesse variable (VSWT/PMSG) ont été développées et une commande vectorielle à flux orienté est appliquée pour la régulation de la vitesse de la PMSG afin d'extraire la puissance maximale de la turbine à travers un nouvel algorithme MPPT. Des estimateurs non-linéaires à base de filtre de Kalman étendu (EKF) (Benadja et Chandra, 2014) (Khanesar et al., 2012) (Idkhajine, Monmasson et Maalouf, 2012) (Mercorelli, 2012) sont utilisés pour estimer la vitesse et la position du rotor de la PMSG ainsi que la tension du bus DC à travers le modèle mathématique du filtre actif.

#### 2.2 Modèle aérodynamique de la turbine

La puissance mécanique de l'arbre de la turbine est calculée au moyen de l'expression illustrée dans (Attya et Hartkopf, 2014) (Courtecuisse et al., 2008) et est donnée par:

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot A}{2} \cdot V_{vent}^3 \quad (2.1)$$

$C_p$  : Le coefficient de puissance caractérisant le rendement d'une éolienne.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \right) \frac{-C_5}{\lambda_i} + C_6 \cdot \lambda \quad (2.2)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + C_7 \cdot \beta} - \frac{C_8}{\beta^2 + 1} \quad (2.3)$$

$C_1, \dots, C_8$  : Coefficients de la turbine;

$\beta$ : L'angle de calage de la pale, en (degrés);

$\rho$ : Masse volumique de l'air, dans les conditions normales de températures et de la pression au niveau de la mer ( $\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$ );

$A$ : Surface balayée par les pales, en ( $\text{m}^2$ );

$V_{\text{vent}}$ : Vitesse du vent, en (m/s);

$\lambda$ : Rapport d'avance (dit aussi paramètre de rapidité ou vitesse spécifique, ou encore rapport de vitesse en bout de pale (TSR : tip-speed ratio). Il est défini aussi comme le rapport de la vitesse d'extrémité des pales sur la vitesse du vent :

$$\lambda = \frac{R \cdot \omega}{V_{\text{vent}}} \quad (2.4)$$

$R$ : Rayon de la pôle, en (m);

$\omega$ : Vitesse angulaire de l'arbre de la turbine, en (rad/s).

Le couple produit par l'éolienne  $\Gamma$  en (N. m), peut être calculé par la formule suivante :

$$\Gamma = \frac{P_m}{\omega} = \frac{C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot A}{2} \cdot V_{\text{vent}}^3}{\omega} \quad (2.5)$$

## 2.3 Modélisation de la machine synchrone à aimant permanent

Les équations électriques des trois phases de la machine PMSG dans le référentiel synchrone dq peuvent être écrites en tenant compte des deux modes de fonctionnement:

### 2.3.1 Mode moteur

Le circuit équivalent de la machine en mode moteur (PMSM : moteur synchrone à aimant permanent) (Ying-Shieh et Ming-Hung, 2007) le long de l'axe "d" et "q" est donné par la Figure 2.1.

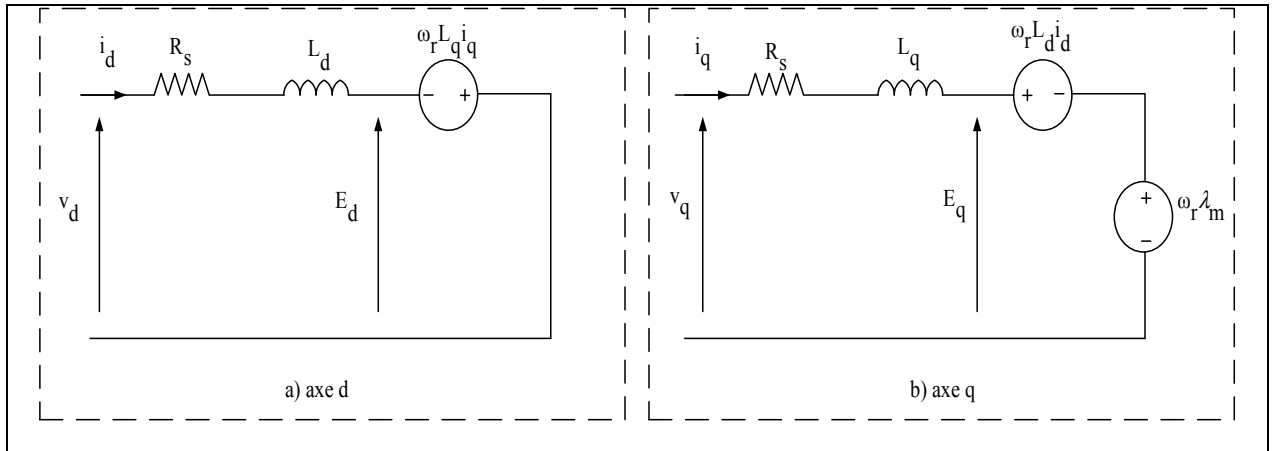


Figure 2.1 Schéma équivalent en mode moteur de la machine PMSM dans le plan dq

Les équations de tension selon le repère dq de Park en mode moteur de la machine PMSM peuvent être écrites comme suit:

$$v_d = R_s \cdot i_d + \frac{L_d di_d}{dt} - \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \quad (2.6)$$

$$v_q = R_s i_q + \frac{L_q di_q}{dt} + \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \lambda_m \quad (2.7)$$

Avec:

$v_d, v_q, i_d$  et  $i_q$  : Respectivement, les tensions et les courants statoriques de la machine dans le repère d-q de Park.

$R_s, L_d$  et  $L_q$  : Respectivement, la résistance statorique en ( $\Omega$ ) et les inductances cycliques statorique en (H) dans le repère d-q de Park.

$\omega_r$  et  $\lambda_m$  : Respectivement, la vitesse de rotation de la machine, en (rad/s) et le flux magnétique généré par la machine, en (Wb).

Les forces électromotrices de la machine selon l'axe dq de Park sont représentées comme suites :

$$E_d = -\omega_r \cdot L_q \cdot i_q \quad (2.8)$$

$$E_q = \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \lambda_m \quad (2.9)$$

La puissance mécanique développée est exprimée comme suite:

$$P_m = \frac{3}{2} (E_d \cdot i_d + E_q \cdot i_q) \quad (2.10)$$

Le couple électromagnétique est exprimé par la relation suivante :

$$\Gamma_e = \frac{P_m}{\omega_m} = \frac{P_m}{\omega_r} \cdot \left(\frac{P}{2}\right) \quad (2.11)$$

Avec :

$\omega_m$  et  $P$  : Respectivement, la vitesse mécanique et le nombre de pôle de la machine.

En substituant l'équation (2.10) dans l'équation (2.11), le couple électromagnétique devient :

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} (\lambda_m \cdot i_q - (L_d - L_q) i_d \cdot i_q) \quad (2.12)$$

### 2.3.2 Mode génératrice

Comme la machine est actionnée en mode génératrice (Barote et Marinescu, 2010) (Singh et Chandra, 2009), les courants dans l'enroulement du stator sont en sens inverse. Selon le repère dq, le schéma équivalent de la machine en mode génératrice est représenté à la Figure 2.2.



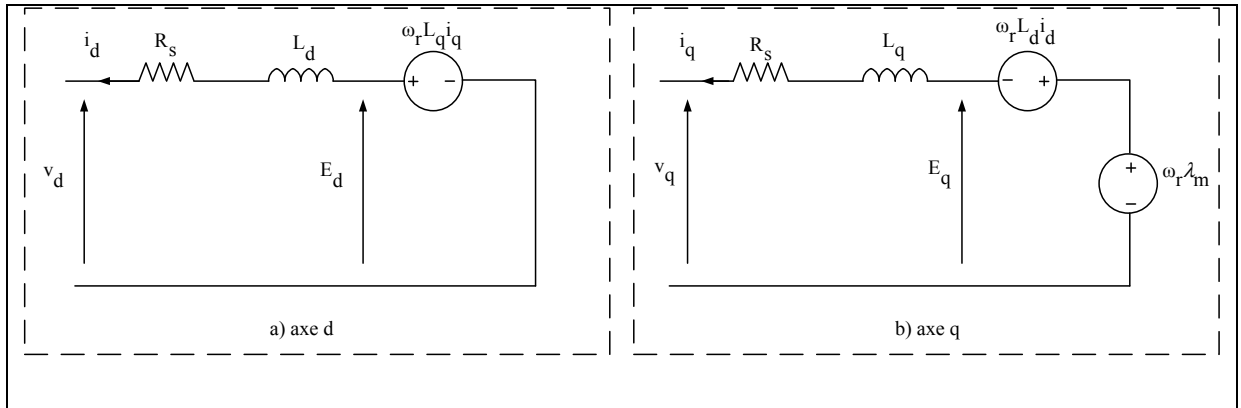


Figure 2.2 Schéma équivalent en mode génératrice de la machine PMSG dans le plan dq

Les équations de tension selon le repère dq de Park en mode génératrice de la machine PMSG peuvent être écrites comme suit:

$$v_d = -R_s \cdot i_d - \frac{L_d di_d}{dt} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \quad (2.13)$$

$$v_q = -R_s i_q - \frac{L_q di_q}{dt} - \omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \lambda_m \quad (2.14)$$

Les équations de la f.é.m. selon le repère dq de Park en mode génératrice de la machine sont exprimées par:

$$E_d = \omega_r \cdot L_q \cdot i_q \quad (2.15)$$

$$E_q = -\omega_r \cdot L_d \cdot i_d + \omega_r \cdot \lambda_m \quad (2.16)$$

Le couple électromagnétique est formulé par la relation suivante :

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} (\lambda_m \cdot i_q + (L_d - L_q) i_d \cdot i_q) \quad (2.17)$$

Dans les machines à aimants permanents à rotor lisse, les inductances statoriques le long de l'axe "d" et de l'axe "q" sont égaux ( $L_d = L_q$ ), le couple devient :

$$\Gamma_e = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} (\lambda_m \cdot i_q) \quad (2.18)$$

Le couple électromagnétique  $\Gamma_e$  est directement proportionnel au courant du stator selon l'axe «q» ( $i_q$ ); donc, le couple électromagnétique peut être contrôlé par ce courant.

$$\Gamma_e^* = \frac{3}{2} \cdot \frac{P}{2} (\lambda_m \cdot i_q^*) \quad (2.19)$$

Le courant de référence le long de l'axe «q» ( $i_q$ ), est utilisé pour contrôler la vitesse de la génératrice et est donné par:

$$i_q^* = \frac{4}{3} \left( \frac{\Gamma_e^*}{P \cdot \lambda_m} \right) \quad (2.20)$$

Le couple électromagnétique  $\Gamma_e^*$  est estimé à partir de la régulation de la vitesse.

$$\Gamma_e^* = \left( K_{P\omega} + \frac{K_{I\omega}}{S} \right) (\omega_r^* - \omega_r) \quad (2.21)$$

Comme la turbine est reliée directement à la PMSG, l'équation de la dynamique de la PMSG est donnée par:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = \Gamma_{mec} - \Gamma_e \quad (2.22)$$

Avec  $J$  et  $\Gamma_{mec}$  : Respectivement, le moment d'inertie total en ( $\text{kg.m}^2$ ) et le couple mécanique de la turbine, en ( $\text{N.m}$ ).

## 2.4 Nouvel algorithme MPPT d'extraction de la puissance maximale de l'éolienne

La procédure pour extraire le maximum de puissance de la turbine en temps réel par le nouvel algorithme MPPT est basée uniquement sur la mesure de la vitesse du vent et de l'angle de calage  $\beta$ . L'algorithme trace la caractéristique mécanique de l'éolienne, de la puissance en fonction de la vitesse de rotation, stocke toutes ces données puis une boucle de recherche du point maximale est alors actionnée et extrait le point maximal. À chaque itération, l'algorithme dessine une autre caractéristique de la turbine concordante aux d'autres valeurs mesurées de la vitesse du vent et de l'angle bêta afin d'extraire le point maximum correspond à la puissance maximale  $P_{max}$  et la vitesse de rotation optimale  $\omega^*$ . La consigne de vitesse  $\omega^*$  est également extraite, et doit être utilisée dans le contrôle de la machine PMSG pour forcer la vitesse de cette dernière de suivre cette référence. L'organigramme de l'algorithme MPPT proposé est représenté par la Figure 2.3.

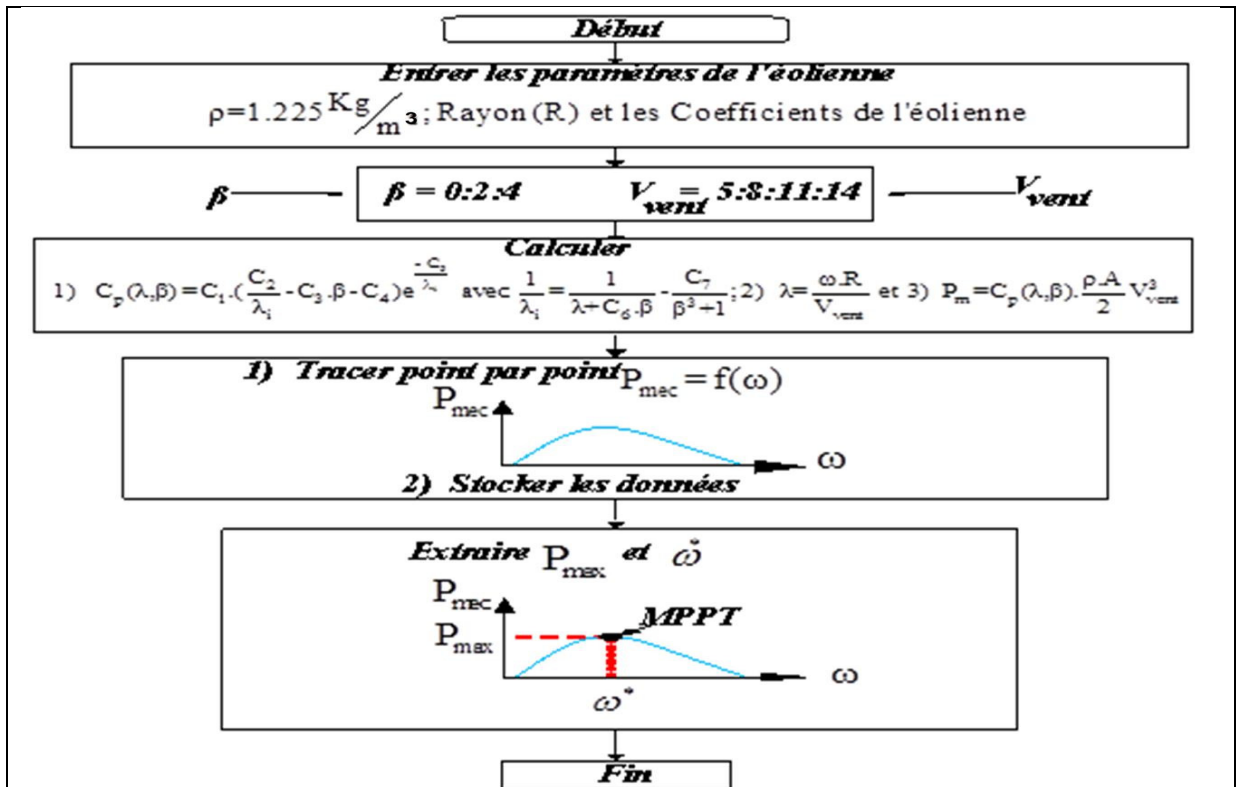


Figure 2.3 Organigramme de l'algorithme MPPT proposé

## 2.5 Stratégie de contrôle de la PMSG avec MPPT et sans EKF

Le bloc de contrôle du redresseur côté PMSG est représenté à la Figure 2.4.

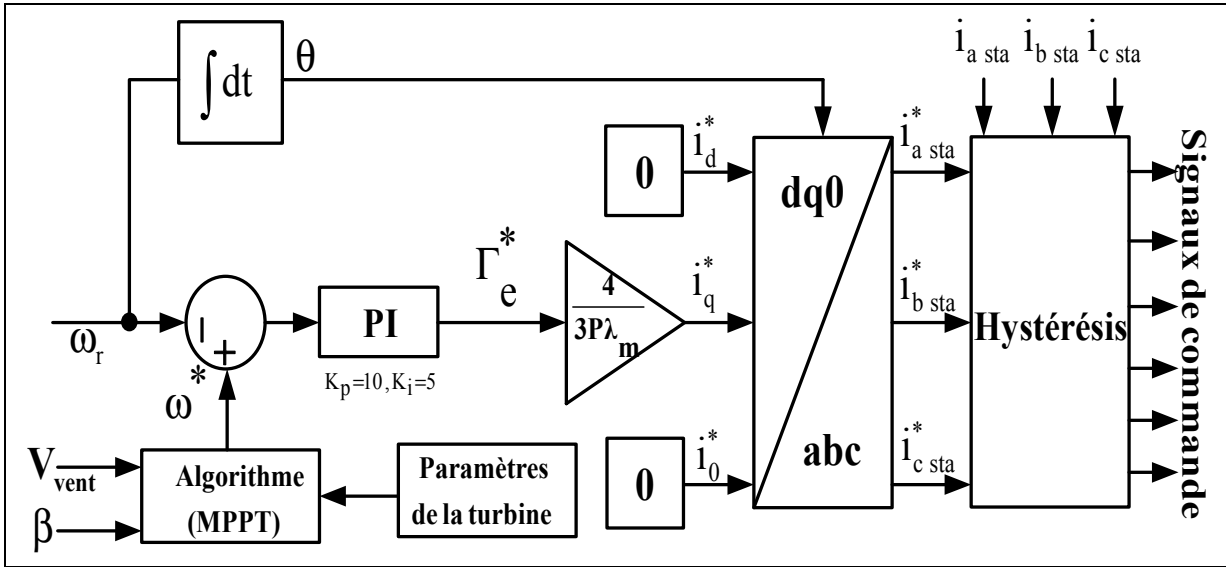


Figure 2.4 Schéma de contrôle du redresseur côté génératrice PMSG avec MPPT

La vitesse de rotation de référence  $\omega^*$  obtenue par l'algorithme MPPT est comparée à la vitesse de rotation mesurée de la PMSG, l'erreur engendrée est appliquée à l'entrée du régulateur proportionnel-intégral (PI) pour forcer la vitesse de rotation mesurée de suivre la vitesse de rotation de référence. À la sortie du régulateur PI, le couple électromagnétique est estimé  $\Gamma_e^*$ . En utilisant l'équation (2.20), le courant de référence  $i_q^*$  le long de l'axe ``q`` est obtenu. Le courant de référence  $i_d^*$  est fixé à zéro ( $i_d^* = 0$ ) pour avoir un facteur de puissance côté statorique unitaire et le courant homopolaire  $i_0^*$  est nul ( $i_0^* = 0$ ) du fait que les courants statoriques sont équilibrés. Les courants  $i_{dq0}^*$  sont transformés de référentiel ``d-q`` au référentiel ``abc`` en utilisant la transformation de Park. À la sortie, les courants de référence obtenus ( $i_{abc\ sta}^*$ ) dans le plan ``abc`` sont comparés aux courants de stator mesurés ( $i_{abc\ sta}$ ).

L'erreur engendrée est utilisée comme entrée de la modulation par hystérésis afin d'obtenir les signaux de commande de contrôle du redresseur.

## 2.6 Stratégie de contrôle du filtre actif sans EKF

Le filtre actif a pour rôle d'assurer le transfert de la puissance produite par l'éolienne, de maintenir la tension continue constante et de compenser les courants harmoniques, la puissance réactive et le déséquilibre de la charge. La procédure de contrôle est basée sur la commande indirecte du filtre dans le plan (abc) (Hamadi, 2010) (Singh, Chandra et Al-Haddad, 2015) . La stratégie de contrôle est montrée à la Figure 2.5.

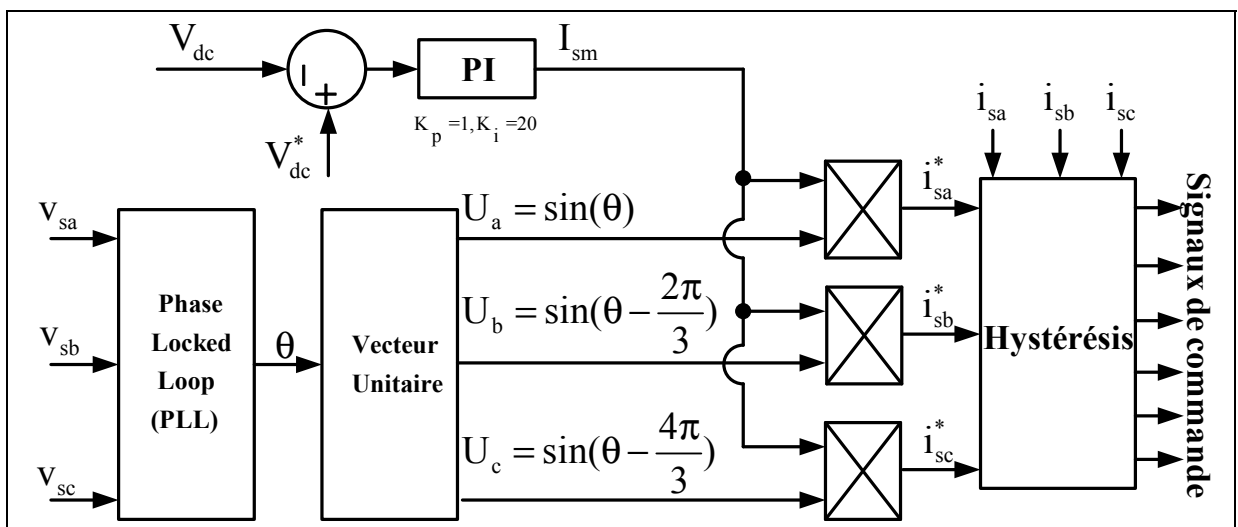


Figure 2.5 Schéma de la commande indirecte du filtre actif sans EKF

La tension du bus continu mesurée  $V_{dc}$  est comparée à une tension de référence  $V_{dc}^*$ . L'erreur générée sert à l'entrée d'un régulateur proportionnel-intégrale (PI). La sortie du régulateur PI estime l'amplitude du courant de source  $I_{sm}$  qui représente le courant actif de transit et un courant actif de maintien de la tension du bus continu constante et de compenser les pertes dans le convertisseur. Les courants de références instantanés de la source ( $i_{sa}^*$ ,  $i_{sb}^*$  et  $i_{sc}^*$ ) sont estimés en multipliant le courant  $I_{sm}$  par trois vecteurs unitaires ( $U_a$ ,  $U_b$  et  $U_c$ ). La boucle à verrouillage de phase (PLL) a pour rôle d'extraire l'angle de synchronisation  $\theta$  à partir des

tensions de la source ( $v_{sa}, v_{sb}$  et  $v_{sc}$ ). L'erreur générée entre les courants de références ( $i_{sa}^*, i_{sb}^*$  et  $i_{sc}^*$ ) et les courants mesurés ( $i_{sa}, i_{sb}$  et  $i_{sc}$ ) sert en tant qu'entrée pour la technique de modulation par hystérésis pour générer les signaux de commande du filtre actif. Les équations utilisées pour la commande de filtre actif sont les suivantes:

$$\begin{cases} U_a = \sin(\theta) \\ U_b = \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ U_c = \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (2.23)$$

$$\begin{cases} i_{sa}^* = I_{sm} \cdot U_a \\ i_{sb}^* = I_{sm} \cdot U_b \\ i_{sc}^* = I_{sm} \cdot U_c \end{cases} \quad (2.24)$$

## 2.7 Observateur non-linéaire basé sur le filtre de Kalman étendu (EKF)

Le mathématicien Rudolf Emil Kalman a publié en 1960 un article intitulé, "A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems". Ses recherches scientifiques l'ont conduit à développer un processus qui est connu sous le nom du filtre de Kalman (KF : Kalman filter) (Basar, 2001).

Le filtre de Kalman est généralement utilisé pour analyser le comportement d'un système linéaire qui fonctionne dans des conditions de bruit gaussien. Il permet d'identifier l'état d'un système dans le temps à partir des entrées et des sorties actuelles et des covariances des bruits gaussiens qui affectent le système pendant la durée de l'étude.

Le filtre de Kalman a deux phases distinctes : prédiction et mise à jour. La phase de prédiction utilise l'état estimé de l'instant précédent pour produire une estimation de l'état courant. Dans l'étape de mise à jour, les observations de l'instant courant sont utilisées pour corriger l'état prédit dans le but d'obtenir une estimation plus précise.

Dans le filtre de Kalman étendu (EKF), les modèles d'évolution et d'observation n'ont pas besoin d'être des fonctions linéaires de l'état mais peuvent à la place être des fonctions (différentiables). La théorie du filtre de Kalman est donnée dans l'annexe I.

## 2.7.1 Modélisation et contrôle de la PMSG pour implantation de l'algorithme MPPT et EKF

### 2.7.1.1 Modélisation de la PMSG dans le repère ( $\alpha$ - $\beta$ )

Les équations des tensions de la génératrice synchrone à aimant permanent PMSG dans le plan  $\alpha$ - $\beta$  sont obtenues à partir de la Figure 2.6.

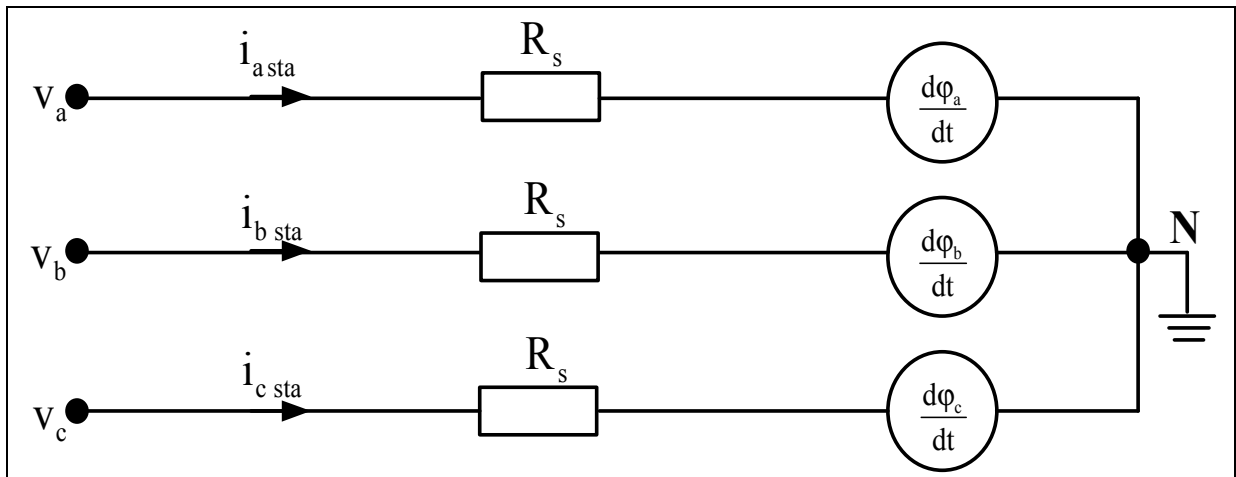


Figure 2.6 Schéma électrique équivalent d'une machine PMSG

L'équation électrique dans le plan ``abc`` de la PMSG est la suivante :

$$\begin{cases} v_a = R_s \cdot i_{a\ sta} + \frac{d\phi_a}{dt} \\ v_b = R_s \cdot i_{b\ sta} + \frac{d\phi_b}{dt} \\ v_c = R_s \cdot i_{c\ sta} + \frac{d\phi_c}{dt} \end{cases} \quad (2.25)$$

Avec :

$v_a, v_b$  et  $v_c$  : Tensions instantanées du stator de la PMSG.

$i_{a\text{ sta}}, i_{b\text{ sta}}$  et  $i_{c\text{ sta}}$  : Courants instantanés du stator de la PMSG.

$\varphi_a, \varphi_b$  et  $\varphi_c$  : Flux au stator de la PMSG.

L'équation électrique de la PMSG dans le repère ( $\alpha$ - $\beta$ ) (Bolognani, Zigliotto et Zordan, 2001) (Quang, Hieu et Ha, 2014) (Song et al., 2016), devient :

$$\begin{cases} v_\alpha = R_s \cdot i_\alpha + \frac{d\varphi_\alpha}{dt} \\ v_\beta = R_s \cdot i_\beta + \frac{d\varphi_\beta}{dt} \end{cases} \quad (2.26)$$

Avec:

$$\begin{cases} \varphi_\alpha = L_s \cdot i_\alpha + \lambda_r \cdot \cos(\theta_e) \\ \varphi_\beta = L_s \cdot i_\beta + \lambda_r \cdot \sin(\theta_e) \end{cases} \quad (2.27)$$

En introduisant l'équation (2.27) dans (2.26), on obtient :

$$\begin{cases} v_\alpha = R_s \cdot i_\alpha + \frac{d(L_s \cdot i_\alpha + \lambda_m \cdot \cos(\theta_e))}{dt} \\ v_\beta = R_s \cdot i_\beta + \frac{d(L_s \cdot i_\beta + \lambda_m \cdot \sin(\theta_e))}{dt} \end{cases} \quad (2.28)$$

En développant l'équation (2.28) avec :  $\frac{d\theta_e}{dt} = \omega_{me}$ , on obtient :

$$\begin{cases} v_\alpha = R_s \cdot i_\alpha + L_s \frac{di_\alpha}{dt} - \lambda_m \cdot \omega_{me} \cdot \sin(\theta_e) \\ v_\beta = R_s \cdot i_\beta + L_s \frac{di_\beta}{dt} + \lambda_m \cdot \omega_{me} \cdot \cos(\theta_e) \end{cases} \quad (2.29)$$



Finalement, l'équation électrique de la PMSG dans le repère  $\alpha$ - $\beta$  est donnée par :

$$\begin{cases} \frac{di_\alpha}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \cdot i_\alpha + \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \omega_{me} \cdot \sin(\theta_e) + \frac{1}{L_s} \cdot v_\alpha \\ \frac{di_\beta}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \cdot i_\beta - \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \omega_{me} \cdot \cos(\theta_e) + \frac{1}{L_s} \cdot v_\beta \end{cases} \quad (2.30)$$

Pour déterminer l'équation mécanique de la PMSG, il faut tenir en compte des différents couples agissant sur le rotor comme le montre la Figure 2.7.

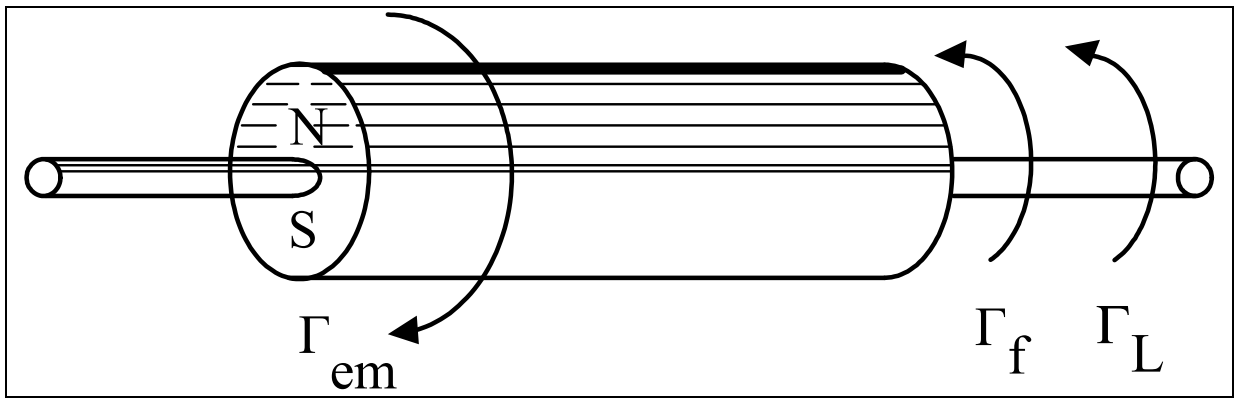


Figure 2.7 Schéma des différents couples agissant sur l'arbre de la PMSG

En prenant en considération les différents couples qui agissent sur le rotor de la PMSG, l'équation dynamique est donnée par:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = \Gamma_{em} - \Gamma_f - \Gamma_L \quad (2.31)$$

$\Gamma_{em}$ : Couple électromagnétique,  $\Gamma_{em} = \frac{3}{2} \cdot p \cdot (\varphi_\alpha \cdot i_\beta - \varphi_\beta \cdot i_\alpha)$ .

$\Gamma_f$ : Couple de frottement,  $\Gamma_f = B \cdot \omega_r = \frac{B}{p} \cdot \omega_{me}$ , où  $\omega_r$  est la vitesse du rotor mécanique de la PMSG.

$\Gamma_L$ : Couple résistant de la charge.

En introduisant les différents paramètres des couples dans l'équation (2.31), on obtient après simplification:

$$\frac{d\omega_{me}}{dt} = \frac{3}{2} \cdot \frac{p^2}{J} \cdot \lambda_m [-i_\alpha \cdot \sin(\theta_e) + i_\beta \cdot \cos(\theta_e)] - \frac{B}{J} \cdot \omega_{me} - \frac{p}{J} \cdot \Gamma_L \quad (2.32)$$

Les équations électriques et mécaniques du modèle mathématique de la PMSG dans le repère  $(\alpha - \beta)$  sont les suivantes:

$$\begin{cases} \frac{di_\alpha}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \cdot i_\alpha + \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \omega_{me} \cdot \sin(\theta_e) + \frac{v_\alpha}{L_s} \\ \frac{di_\beta}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \cdot i_\beta - \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \omega_{me} \cdot \cos(\theta_e) + \frac{v_\beta}{L_s} \\ \frac{d\omega_{me}}{dt} = \frac{3}{2} \cdot \frac{p^2 \lambda_m}{J} \cdot (-i_\alpha \cdot \sin(\theta_e) + i_\beta \cdot \cos(\theta_e)) - \frac{B}{J} \cdot \omega_{me} - \frac{p}{J} \Gamma_L \\ \frac{d\theta_e}{dt} = \omega_{me} \end{cases} \quad (2.33)$$

Où  $i_\alpha, i_\beta, v_\alpha$  et  $v_\beta$  représentent les courants et les tensions de stator dans le plan  $(\alpha - \beta)$ , respectivement, et  $\omega_{me} = p \cdot \omega_r$  représente la vitesse électrique du rotor,  $p$  est le nombre de pôles,  $\theta_e$  est l'angle correspond à l'angle réel du rotor multiplier par le nombre de paires de pôles,  $R_s$  et  $L_s = L_d = L_q$  sont la résistance et l'inductance du stator, respectivement,  $\lambda_m$  représente le flux excitée par l'aimant permanent du rotor,  $B$  est le facteur de friction,  $\Gamma_L$  est le couple de charge, et  $J$  est l'inertie totale.

### 2.7.1.2 Estimation de la vitesse et de la position du rotor de la PMSG

Le système étudié contient le bruit du système  $w$  et le bruit de mesure  $v$  comme mentionné ci-dessous:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u) + w \\ y = h(x) + v \end{cases}$$

Où:  $f$  est la dynamique du système et  $h$  est la fonction du sortie du système.

Le filtre de Kalman étendu utilise le modèle mathématique dans le plan  $(\alpha - \beta)$  de la PMSG pour estimer la vitesse de rotation et la position du rotor. En posant  $f_1 = \frac{di_\alpha}{dt}$ ,  $f_2 = \frac{di_\beta}{dt}$ ,  $f_3 = \frac{d\omega_{me}}{dt}$ ,  $f_4 = \frac{d\theta_e}{dt}$  et  $x_1 = i_\alpha$ ,  $x_2 = i_\beta$ ,  $x_3 = \omega_{me}$ ,  $x_4 = \theta_e$ .

$x = [i_\alpha \ i_\beta \ \omega_{me} \ \theta_e]^T$ , représente le vecteur d'état.

$y = [\omega_{me} \ \theta_e]^T$ , représente le vecteur de sortie.

$$f(x, u) = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \\ f_4 \end{bmatrix} \text{ et } h(x) = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Le modèle du système devient :

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \cdot x_1 + \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot x_3 \cdot \sin(x_4) + \frac{v_\alpha}{L_s} = f_1 \\ \frac{dx_2}{dt} = -\frac{R_s}{L_s} \cdot x_2 - \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot x_3 \cdot \cos(x_4) + \frac{v_\beta}{L_s} = f_2 \\ \frac{dx_3}{dt} = \frac{3}{2} \cdot \frac{p^2 \lambda_m}{J} \cdot (-x_1 \cdot \sin(x_4) + x_2 \cdot \cos(x_4)) - \frac{B}{J} \cdot x_3 - \frac{p}{J} T_L = f_3 \\ \frac{dx_4}{dt} = x_3 = f_4 \end{cases} \quad (2.34)$$

L'équation qui définit la linéarisation du système est  $F_k = \left[ \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right]$ , où les indices des lignes et des colonnes sont respectivement :  $i=1-4$ ,  $j=1-4$ .

La linéarisation du système est définie par  $F_k$  et est donnée par:

$$F_k = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \frac{\partial f_1}{\partial x_4} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \frac{\partial f_2}{\partial x_4} \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} & \frac{\partial f_3}{\partial x_4} \\ \frac{\partial f_4}{\partial x_1} & \frac{\partial f_4}{\partial x_2} & \frac{\partial f_4}{\partial x_3} & \frac{\partial f_4}{\partial x_4} \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

$$F_k = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 & \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \sin(\theta_e) & \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \omega_{me} \cos(\theta_e) \\ 0 & -\frac{R_s}{L_s} & -\frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \cos(\theta_e) & \frac{\lambda_m}{L_s} \cdot \omega_{me} \cdot \sin(\theta_e) \\ -\frac{3}{2} \cdot \frac{p^2}{J} \cdot \lambda_m \cdot \sin(\theta_e) & \frac{3}{2} \cdot \frac{p^2}{J} \cdot \lambda_m \cdot \cos(\theta_e) & -\frac{B}{J} & \frac{3}{2} \cdot \frac{p^2}{J} \cdot \lambda_m \cdot (-i_\alpha \cdot \cos(\theta_e) - i_\beta \cdot \sin(\theta_e)) \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

Les matrices de covariance sont fixées après plusieurs tests de simulation et sont données par :

$$R_{vk} = \begin{bmatrix} 0.01 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.01 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.01 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.01 \end{bmatrix} \text{ et } R_{wk} = \begin{bmatrix} 0.5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.5 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.5 \end{bmatrix}$$

La période d'échantillonnage utilisée dans la simulation est  $T_s = 10\mu s$ .

Le bloc de contrôle du redresseur avec l'algorithme MPPT et le filtre de Kalman étendu est représenté à la Figure 2.8.

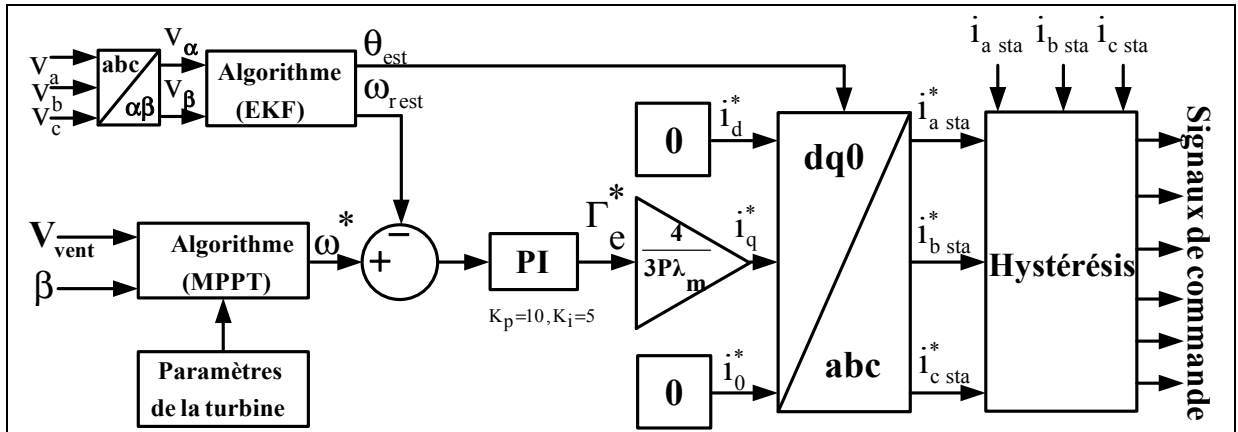


Figure 2.8 Schéma de contrôle de la PMSG avec intégration de MPPT et d'EKF

La procédure de contrôle de la PMSG avec l'estimation de la position et de la vitesse de rotation du rotor utilise l'algorithme MPPT et EKF est décrite comme suit:

Les tensions statoriques de la PMSG dans le plan abc ( $v_{abc}$ ) sont transformées dans le plan ( $\alpha - \beta$ ) en utilisant la transformation de Clarke. Ces tensions dans le plan ( $\alpha - \beta$ ) sont utilisées comme entrée de l'algorithme EKF. L'algorithme EKF utilise ces entrées pour estimer la vitesse et le rotor à l'aide du modèle mathématique de la PMSG décrit par l'équation (2.33). Les sorties d'EKF,  $\omega_{rest} = \frac{\omega_{me}}{p}$  et  $\theta_{est}$  sont utilisées dans le contrôle de la PMSG. La vitesse de rotation estimée  $\omega_{rest}$  est comparée avec la vitesse de rotation de référence  $\omega^*$  générée par le programme de MPPT (Benadja et Chandra, 2012). L'erreur engendrée entre  $\omega_{rest}$  et  $\omega^*$  sert d'entrée pour le régulateur proportionnel-intégrateur PI. La sortie du PI estime le couple électromagnétique  $\Gamma_e^*$ . Le courant de référence  $i_q^*$  le long de l'axe "q" est obtenu en utilisant l'équation (2.20). Le courant de référence  $i_d^*$  est fixé à zéro pour avoir un facteur de puissance côté statorique unitaire et le courant homopolaire  $i_0^*$  est nul du fait que les courants statoriques sont équilibrés. Les courants de référence dans l'axe dq0 ( $i_d^*, i_q^* \text{ et } i_0^*$ ) sont transformés en courants de référence ( $i_a^*, i_b^* \text{ et } i_c^*$ ) en utilisant la transformation de Park inverse (dq0/abc) et l'angle de synchronisation de position du rotor estimé  $\theta_{est}$ . Les courants de références dans le plan abc sont comparés aux courants de stator mesurés  $i_{a sta}, i_{b sta} \text{ et } i_{c sta}$ , les erreurs obtenues sont appliquées à la technique de



Cette figure est constituée d'un filtre actif à six interrupteurs IGBT (**I**nsulated **G**ate **B**ipolar **T**ransistor), des inductances ( $L_c$ ), des résistances ( $R_c$ ) et un condensateur ( $C_{dc}$ ) du côté du bus DC. Ce filtre est branché en parallèle avec une charge non-linéaire (NL) qui est constituée d'un pont à diode alimentant une charge inductive ( $L, R$ ) alimentée par une source alternative triphasée ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ) d'inductances ( $L_s$ ). Le but du filtre actif est de compenser les harmoniques des courants de charge ( $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}$ ), pour assurer les courants du réseau électrique ( $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}$ ) sinusoïdaux et en phase avec les tensions de sources. Les courants et les tensions à l'entrée du filtre sont respectivement ( $i_1, i_2, i_3$ ) et ( $v_1, v_2, v_3$ ). Les tensions entre les entrées du convertisseur et le point M sont représentées respectivement par ( $v_{1M}, v_{2M}, v_{3M}$ ). Les différences de potentiel aux bornes du condensateur  $C_{dc}$  et entre le point M et le point du neutre N de la source sont représentées respectivement par  $V_{dc}$  et  $v_{MN}$ .

Les équations dynamiques des tensions du filtre actif sont obtenues en utilisant les lois de Kirchhoff pour chaque phase au point de raccordement du filtre actif :

$$\begin{cases} v_1 = L_c \cdot \frac{di_1}{dt} + R_c \cdot i_1 + v_{1M} + v_{MN} \\ v_2 = L_c \cdot \frac{di_2}{dt} + R_c \cdot i_2 + v_{2M} + v_{MN} \\ v_3 = L_c \cdot \frac{di_3}{dt} + R_c \cdot i_3 + v_{3M} + v_{MN} \end{cases} \quad (2.37)$$

La tension entre la masse et le neutre ( $v_{MN}$ ) est déterminée par la somme des trois tensions et en considérant que les tensions sont équilibrées (composante homopolaire est nulle).

$$v_{MN} = -\frac{1}{3}(v_{1M} + v_{2M} + v_{3M}) = -\frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 v_{mM} \quad (2.38)$$

La fonction de commutation (ou de modulation)  $C_k$  du commutateur de chaque état de l'interrupteur est donnée comme suite :

$$C_K = \begin{cases} 1 & \text{Si } S_K \text{ est fermé et } S'_K \text{ est ouvert} \\ 0 & \text{Si } S_K \text{ est ouvert et } S'_K \text{ est fermé} \end{cases}$$

D'où,  $v_{KM} = C_K \cdot V_{dc}$ , c'est-à-dire  $v_{1M} = C_1 \cdot V_{dc}$ ,  $v_{2M} = C_2 \cdot V_{dc}$  et  $v_{3M} = C_3 \cdot V_{dc}$ . Donc,  
 $v_{MN} = -\frac{1}{3}(v_{1M} + v_{2M} + v_{3M}) = -\frac{1}{3}(C_1 \cdot V_{dc} + C_2 \cdot V_{dc} + C_3 \cdot V_{dc})$ , ce qui nous amène à :

$$v_{MN} = -\frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 C_m \cdot V_{dc} \quad (2.39)$$

D'où l'équation régissant la phase k du filtre actif est:

$$v_K = L_C \cdot \frac{d_{ik}}{dt} + R_C \cdot i_K + C_K \cdot V_{dc} - \frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 C_m \cdot V_{dc} \quad (2.40)$$

On peut encore écrire :

$$\frac{d_{ik}}{dt} = -\frac{R_C}{L_C} \cdot i_K - \frac{1}{L_C} \left( C_K - \frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 C_m \right) V_{dc} + \frac{v_K}{L_C} \quad (2.41)$$

Avec,  $K = 1, 2, 3$ , on a donc huit possibilités ou de séquences de fonctionnement du filtre actif triphasé, la fonction séquentielle  $d_{nk}$  des interrupteurs peut être écrite sous la forme:

$$d_{nk} = \left( C_K - \frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 C_m \right)_n \quad (2.42)$$

Les huit séquences de fonctionnement ( $n = 0, 1, \dots, 7$ ) des interrupteurs pour chaque m bras du filtre actif et de chaque k phase ainsi que la valeur de  $d_{nk}$  sont présentées par le tableau suivant :



Tableau 2.1 Valeur de  $d_{nk}$  selon la séquence n et chaque K phase

<b>n</b>		<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>
$[C_1 C_2 C_3]$		$[0 0 0]$	$[1 0 0]$	$[1 1 0]$	$[0 1 0]$	$[0 1 1]$	$[0 0 1]$	$[1 0 1]$	$[1 1 1]$
$d_{nk}$	K=1	0	2/3	1/3	-1/3	-2/3	-1/3	1/3	0
	K=2	0	-1/3	1/3	2/3	1/3	-1/3	-2/3	0
	K=3	0	-1/3	-2/3	-1/3	1/3	2/3	1/3	0

D'après ce tableau, la fonction séquentielle  $d_{nk}$  des trois phases (K=1, 2, 3) est donnée par :

$$\begin{bmatrix} d_{n1} \\ d_{n2} \\ d_{n3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{bmatrix} \quad (2.43)$$

Il est à noter que  $\sum_{m=1}^3 d_{nm} = 0$  et que le rang de la matrice de transformation des fonctions de commutation  $[C_{123}] = [C_1 C_2 C_3]^T$  aux fonctions séquentielles  $[d_{n123}] = [d_{n1} d_{n2} d_{n3}]^T$  est égal à 2.

On remplaçant, on obtient le système d'équations suivantes :

$$\begin{cases} L_c \cdot \frac{di_1}{dt} = -R_c \cdot i_1 - d_{n1} \cdot V_{dc} + v_1 \\ L_c \cdot \frac{di_2}{dt} = -R_c \cdot i_2 - d_{n2} \cdot V_{dc} + v_2 \\ L_c \cdot \frac{di_3}{dt} = -R_c \cdot i_3 - d_{n3} \cdot V_{dc} + v_3 \end{cases} \quad (2.44)$$

L'équation définissant le courant continu  $i_{dc}$  dans le condensateur du filtre actif est décrit comme suite :

$$i_{dc} = C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (2.45)$$

Aussi, le courant  $i_{dc}$  peut-être calculé par la loi de Kirchhoff et est donné par :

$$i_{dc} = \sum_{m=1}^3 C_m \cdot i_m = C_1 i_1 + C_2 i_2 + C_3 i_3 \quad (2.46)$$

Et on peut facilement vérifier que :

$$\sum_{m=1}^3 d_{nm} i_m = \sum_{m=1}^3 C_m i_m \quad (2.47)$$

Et sachant que pour un système équilibré:

$$d_{n3} = -d_{n1} - d_{n2} \quad (2.48)$$

Et que :

$$i_3 = -i_1 - i_2 \quad (2.49)$$

Donc, on peut écrire que le courant continu  $i_{dc}$  est fonction de la fonction séquentielle  $d_{nk}$  et est donnée par :

$$i_{dc} = d_{n1} i_1 + d_{n2} i_2 + d_{n3} i_3 = (2d_{n1} + d_{n2}) i_1 + (d_{n1} + 2d_{n2}) i_2 \quad (2.50)$$

Donc, l'équation différentielle  $\frac{dV_{dc}}{dt}$  devient égale à :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} \sum_{m=1}^3 d_{nm} i_m = \frac{1}{C_{dc}} (2d_{n1} + d_{n2}) i_1 + \frac{1}{C_{dc}} (d_{n1} + 2d_{n2}) i_2 \quad (2.51)$$

Finalement, le modèle d'état du filtre actif triphasé dans le plan ``abc`` en tenant compte de l'absence de la composante homopolaire dans le système des courants peut être écrit sous la forme suivante :

$$\begin{cases} L_c \cdot \frac{di_1}{dt} = -R_c \cdot i_1 - d_{n1} V_{dc} + v_1 \\ L_c \cdot \frac{di_2}{dt} = -R_c \cdot i_2 - d_{n2} V_{dc} + v_2 \\ L_c \cdot \frac{di_3}{dt} = -R_c \cdot i_3 - d_{n3} V_{dc} + v_3 \\ C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = (2d_{n1} + d_{n2}) i_1 + (d_{n1} + 2d_{n2}) i_2 \end{cases} \quad (2.52)$$

En utilisant, la transformation de Park de cette équation dans le plan synchrone d-q :

$$f_{123} = C_{dq}^{123} \cdot f_{dq0}$$

Avec :

$$C_{dq}^{123} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left( \theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ -\sin \theta & -\sin \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left( \theta - \frac{4\pi}{3} \right) \end{bmatrix}$$

Dans cette transformation, les deux phases du plan synchrone d-q ayant deux bobines sont perpendiculaires l'une par rapport à l'autre et parcourues par des courants diphasés entre eux de  $\theta = \frac{\pi}{2}$ . En tenant compte de l'absence de la composante homopolaire, ( $d_{n0} = 0$  et  $i_0 = 0$ ), Les équations du filtre actif triphasé deviennent sous la forme suivante :

$$\begin{cases} L_c \cdot \frac{di_d}{dt} + R_c \cdot i_d = +L_c \cdot \omega \cdot i_q - d_{nd} \cdot V_{dc} + v_d \\ L_c \cdot \frac{di_q}{dt} + R_c \cdot i_q = -L_c \cdot \omega \cdot i_d - d_{nq} \cdot V_{dc} + v_q \\ C_{dc} \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} = d_{nd} i_d + d_{nq} i_q \end{cases} \quad (2.53)$$

D'où :

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot i_d + \omega \cdot i_q - \frac{d_{nd}}{L_c} \cdot V_{dc} + \frac{v_d}{L_c} \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot i_q - \omega \cdot i_d - \frac{d_{nq}}{L_c} \cdot V_{dc} + \frac{v_q}{L_c} \\ \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{d_{nd}}{C_{dc}} \cdot i_d + \frac{d_{nq}}{C_{dc}} \cdot i_q \end{cases} \quad (2.54)$$

### 2.7.2.2 Estimation de la tension continue du bus DC

En appliquant la procédure des étapes de l'algorithme EKF mentionnées en annexe I à l'équation (2.54) définissant le modèle mathématique du convertisseur continu-alternatif.

En posant que  $f_1 = \frac{di_d}{dt}$ ,  $f_2 = \frac{di_q}{dt}$ ,  $f_3 = \frac{dV_{dc}}{dt}$  et  $x = [i_d \ i_q \ V_{dc}]^T$ .

$x = [i_d \ i_q \ V_{dc}]^T$ , représente le vecteur d'état.

$y = V_{dc}$ , représente le vecteur de sortie.

$$f(x, u) = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \text{ et } h(x) = [0 \ 0 \ 1].$$

Le modèle du système devient comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot x_1 + \omega \cdot x_2 - \frac{d_{nd}}{L_c} \cdot x_3 + \frac{v_d}{L_c} = f_1 \\ \frac{dx_2}{dt} = -\frac{R_c}{L_c} \cdot x_2 - \omega \cdot x_1 - \frac{d_{nq}}{L_c} \cdot x_3 + \frac{v_q}{L_c} = f_2 \\ \frac{dx_3}{dt} = \frac{d_{nd}}{C_{dc}} \cdot x_1 + \frac{d_{nq}}{C_{dc}} \cdot x_2 = f_3 \end{cases} \quad (2.55)$$

L'équation de linéarisation du système est définie par  $F_k = \left[ \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right]$ , où les indices des lignes et des colonnes sont respectivement :  $i=1-3, j=1-3$ .

La linéarisation du système est définie par  $F_k$  comme suit:

$$F_k = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_c}{L_c} & \omega & -\frac{d_{nd}}{L_c} \\ -\omega & -\frac{R_c}{L_c} & -\frac{d_{nq}}{L_c} \\ \frac{d_{nd}}{C_{dc}} & \frac{d_{nq}}{C_{dc}} & 0 \end{bmatrix} \quad (2.56)$$

Les matrices de covariance sont fixées après plusieurs tests de simulation. Les paramètres suivants ont été utilisés dans la simulation:  $R_{vk} = 0.01 \times I_3$ ,  $R_{wk} = 0.5 \times I_3$  et la période d'échantillonnage  $T_s = 10\mu s$ .

Le bloc de commande du filtre actif avec l'intégration de la tension continue estimée du bus dc ( $V_{dc\ est}$ ) en utilisant l'algorithme EKF est montré dans la Figure 2.10.

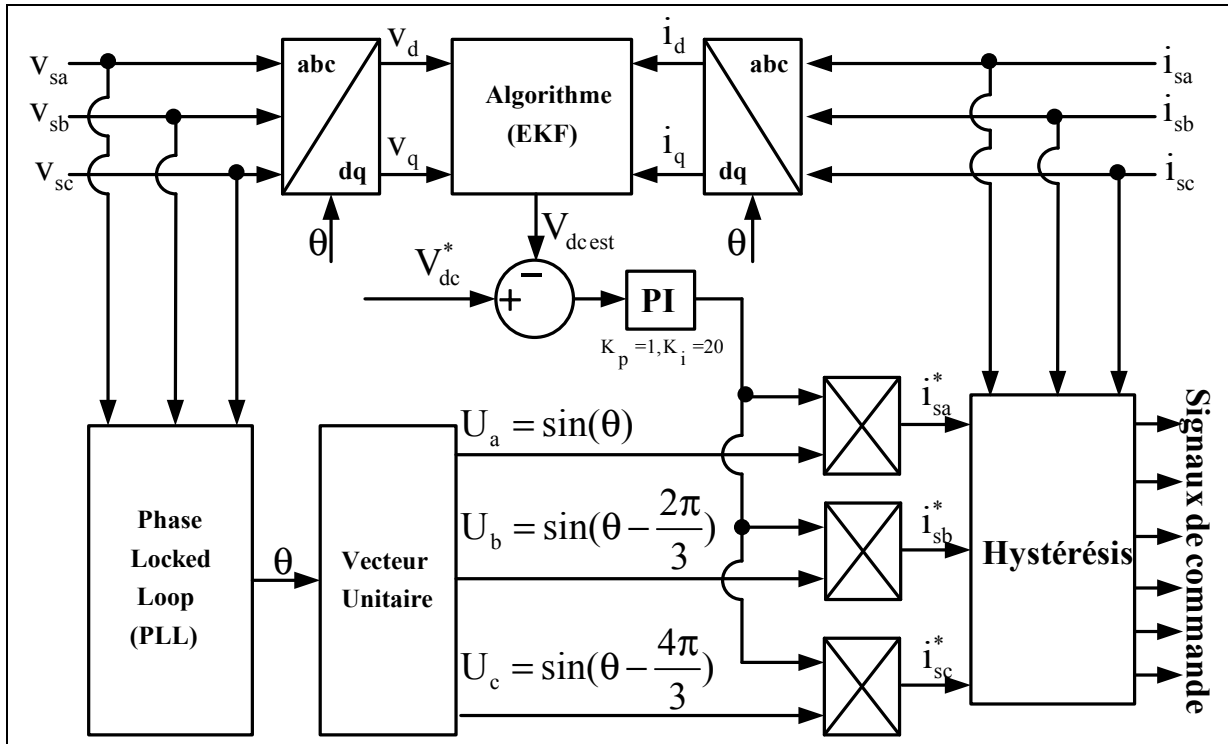


Figure 2.10 Schéma de commande du filtre actif avec EKF

Les tensions et les courants ( $v_{s\ abc} \ \& \ i_{s\ abc}$ ) du réseau électrique dans le plan abc sont transformés dans le plan d-q en ( $v_{d-q} \ \& \ i_{d-q}$ ) à l'aide de la transformation de Park. Ces tensions et courants de sorties sont utilisés comme entrées de l'algorithme EKF pour estimer la tension de bus continu  $V_{dc\ est}$ . Cette tension estimée est utilisée dans le contrôle de l'onduleur en la comparant à une tension de référence  $V_{dc}^*$  de bus continu, l'erreur générée à la sortie du régulateur PI estime l'amplitude du courant de source  $I_{sm}$ . Les courants de la source de référence ( $i_{sa}^*, i_{sb}^* \ \& \ i_{sc}^*$ ) sont calculés en multipliant le courant  $I_{sm}$  avec trois vecteurs unitaires ( $U_a, U_b$  et  $U_c$ ). Ces trois vecteurs sont obtenus à l'aide de la boucle de verrouillage de phase (PLL) qui donne l'angle de synchronisation  $\theta$  à partir des tensions de la source  $v_{s\ abc}$ . L'erreur générée entre les courants de références actuelles ( $i_{sa}^*, i_{sb}^* \ \& \ i_{sc}^*$ ) et les courants mesurés ( $i_{sa}, i_{sb}$  et  $i_{sc}$ ) sert d'entrée pour la technique de modulation par hystérésis pour générer les signaux de commande nécessaire aux interrupteurs du filtre actif.

## **2.8 Conclusion**

Dans ce chapitre est présenté la modélisation des deux modes de fonctionnement (mode moteur et mode génératrice) de la machine synchrone à aimant permanent, la modélisation du filtre actif, l'intégration du nouvel algorithme MPPT dans le contrôle de la PMSG pour la maximisation de la puissance de l'éolienne. Afin de renforcer les performances du système, un algorithme EKF dans le contrôle de la PMSG est développé et proposé pour estimer la vitesse et la position du rotor de la PMSG et dans le contrôle du filtre actif pour estimer la tension continue du bus DC. Le jumelage de ces trois contributions permettra d'améliorer les performances technico-économiques du système (système moins encombrant et moins coûteux).





## **CHAPITRE 3**

### **IMPACT DES PERFORMANCES DE L'ALGORITHME EKF SUR LES DÉFAUTS AC ET DC D'UN SYSTÈME HVDC**

#### **3.1 Introduction**

Diverses méthodes de contrôle des systèmes HVDC ont été publiées dans la littérature (Torres-Olguin et al., 2013) (Jun et al., 2011) (Shuhui, Haskew et Ling, 2010) (Lidong, Harnefors et Nee, 2011). Ces études déjà effectuées dans ce domaine de système HVDC ne prennent pas en compte les cas de problème de l'incertitude de mesure, l'incertitude dans la modélisation, le dysfonctionnement ou la panne dans les mesures de capteurs concernant les systèmes d'énergie éolienne installés en mer (offshore) ainsi que les défauts AC et DC. De point de vue technique et économique, les estimateurs non-linéaires sont devenus nécessaires pour solutionner les problématiques citées précédemment (les incertitudes de mesures et de modélisation, la minimisation de l'intervention du service de maintenance et la minimisation de l'impact des défauts AC et DC sur le système).

Dans ce chapitre, nous présentons une méthode pour la résolution de ce problème en utilisant des estimateurs non-linéaires basés sur l'algorithme EKF (Benadja et Chandra, 2015). Cette méthode estime les paramètres désirés tels que : la position du rotor et la vitesse des machines PMSGs, la tension du bus DC du convertisseur DC-AC côté bus AC du parc éolien offshore (OWF) et la tension continue des deux stations VSC-HVDC à trois niveaux pour un système constitué d'un OWF connecté au réseau électrique terrestre via deux stations 3L-NPC VSC-HVDC et deux câbles à courant continu de type XLPE. Pour vérifier l'efficacité de l'utilité de l'algorithme EKF dans le contrôle des machines PMSGs et des stations 3L-NPC VSC-HVDC afin d'estimer les paramètres désirés et d'atténuer l'influence des défauts (AC et/ou DC), le système est simulé en tenant compte d'un sévère défaut AC triphasé survenu au point de couplage commun (PCC) du côté réseau principal AC onshore et du côté réseau AC offshore et un défaut DC sur le câble supérieure à courant continu raccordant les

deux stations 3L-NPC VSC-HVDC (offshore et onshore). Les résultats de simulations du système étudié sont validés en utilisant le logiciel MATLAB/Simulink.

### 3.2 Description du système HVDC étudié

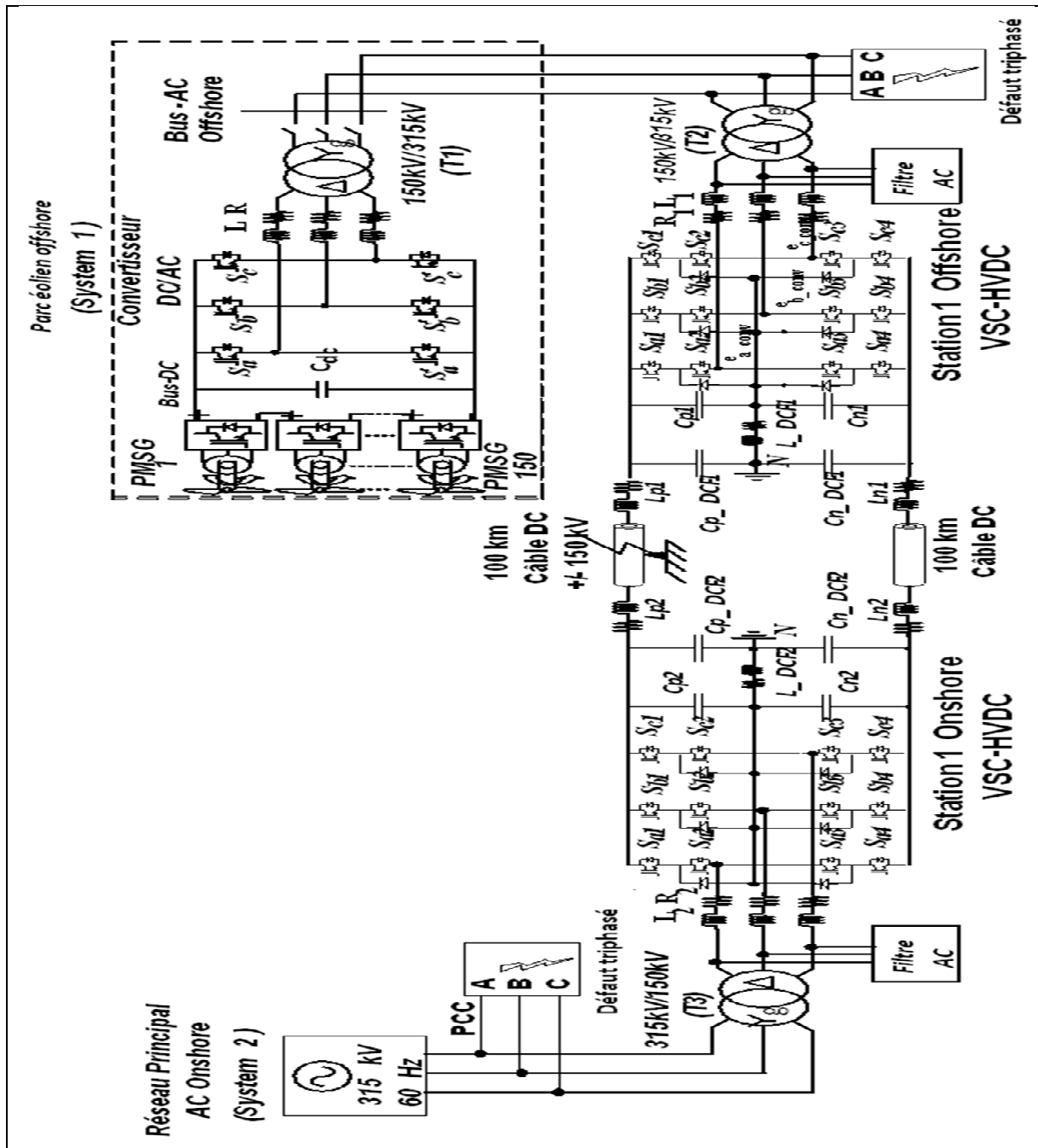


Figure 3.1 Schéma du système étudié

La Figure 3.1 montre le système étudié composé d'un OWF (système 1), d'un réseau principal AC onshore (système 2), de deux stations offshore et onshore à trois niveaux à point neutre calé (3L-NPC VSC-HVDC) reliées entre elles par deux câbles DC. L'énergie produite par l'OWF (système 1) est transportée au réseau principal AC terrestre (système 2) via les deux stations 3L-NPC VSC-HVDC (offshore et onshore) qui sont reliées entre elles par deux câbles DC de 100 km chacun. Les paramètres des câbles (Muyeen, Takahashi et Tamura, 2010) utilisés dans cette étude sont donnés dans l'annexe II. L'OWF est composé de cent cinquante (150) éoliennes à vitesses variables basées sur des génératrices synchrones à aimant permanent (VSWT/GSAPs) connectées en série où chaque turbine VSWT/PMSG est connectée au bus DC à travers son propre redresseur AC-DC. La tension du bus DC offshore est convertie en tension alternative en utilisant seulement un convertisseur DC-AC et un transformateur. Les composants de la station 1 sont les mêmes que la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC). Elle comprend un transformateur, un filtre passe-haut (filtre AC) pour absorber les harmoniques bien définies, une résistance ( $R1$ ) et une inductance ( $L1$ ) de la ligne, un convertisseur à trois niveaux à point neutre calé avec des diodes antiparallèle (IGBT/Diodes Bridge), deux condensateurs DC ( $Cp1$ ,  $CN1$ ), deux filtres pour la troisième harmonique DC ( $Cp\_DCF1$ ,  $Cn\_DCF1$ ) et deux réactances de lissage ( $Lp1$ ,  $Ln1$ ). Les paramètres du système utilisé dans cette étude sont donnés en annexe II.

### **3.3 Modélisation et contrôle du système 1**

L'équation de la puissance mécanique de l'éolienne du parc éolien offshore est définie précédemment dans la section 2.2 du chapitre 2 et dans les travaux scientifiques de (Kim et al., 2012) (Uehara et al., 2011).

#### **3.3.1 Méthode d'extraction de la puissance maximale des éoliennes**

L'algorithme MPPT proposé pour extraire la puissance maximale disponible sur l'arbre de chaque turbine VSWT/PMSG du parc éolien est le même que celui expliqué en détail dans la section 2.4 du chapitre 2.

### 3.3.2 Stratégie de contrôle de la PMSG avec l'algorithme MPPT et EKF

Le bloc de commande du redresseur pour chaque PMSG du parc éolien offshore est le même présenté dans la section 2.7.1 du chapitre 2.

### 3.3.3 Stratégie de contrôle du convertisseur dc-ac connecté au bus AC offshore avec EKF

L'implantation de l'algorithme de contrôle du convertisseur DC-AC côté bus AC offshore avec l'estimation de la tension du bus continu  $V_{dc\ est}$  utilise l'algorithme EKF tout en considérant que les courants et les tensions d'entrées du bus AC offshore est la même que celle présentée dans le chapitre 2 (section 2.7.2).

## 3.4 Stratégie de contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC

Pour éliminer le stress des interrupteurs des convertisseurs à supporter et à soutenir la haute tension, le convertisseur à trois niveaux 3L-NPC VSC-HVDC est utilisé pour les deux stations (offshore et onshore).

### 3.4.1 Algorithme de contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC avec EKF

Les tensions du bus AC offshore sont données par:

$$\begin{cases} v_a = v_{\max} \cdot \cos(\omega t) \\ v_b = v_{\max} \cdot \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_c = v_{\max} \cdot \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (3.1)$$

Où :

$v_{\max}$  représente la tension maximale et  $\omega$  la pulsation du réseau électrique.

Les équations de tension à l'interconnexion de la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC) avec le bus AC offshore sont les suivantes:

$$\begin{cases} v_a = L_1 \cdot \frac{di_a}{dt} + R_1 \cdot i_a + \bar{e}_{a\_conv} \\ v_b = L_1 \cdot \frac{di_b}{dt} + R_1 \cdot i_b + \bar{e}_{b\_conv} \\ v_c = L_1 \cdot \frac{di_c}{dt} + R_1 \cdot i_c + \bar{e}_{c\_conv} \end{cases} \quad (3.2)$$

En utilisant la transformation dq0, les deux principales expressions qui décrivent le système sont:

$$\begin{cases} v_d = L_1 \cdot \frac{di_d}{dt} + R_1 \cdot i_d - \omega \cdot L_1 \cdot i_q + \bar{e}_{d\_conv} \\ v_q = L_1 \cdot \frac{di_q}{dt} + R_1 \cdot i_q + \omega \cdot L_1 \cdot i_d + \bar{e}_{q\_conv} \end{cases} \quad (3.3)$$

Le transfert de la puissance active reçue par la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC) du parc éolien offshore vers la station 2 onshore (3L-NPC VSC-HVDC) est directement lié au courant suivant l'axe  $d$  ( $i_d$ ). Ce courant est également responsable de la régulation de la tension continue du bus DC. Pour que le facteur de puissance soit unitaire, le courant de référence  $i_q^*$  est mis à zéro. Le courant de référence  $i_d^*$  est obtenu à l'aide de la régulation de la tension continue estimée à sa référence en utilisant un régulateur proportionnel-intégral PI. L'équation définissant le courant  $i_d^*$  est donnée par :

$$i_d^* = (V_{dc}^* - V_{dc\_est}) \left( K_{PV_{dc}} + \frac{K_{IV_{dc}}}{s} \right) \quad (3.4)$$

Où  $K_{PV_{dc}}$  est le gain proportionnel et  $K_{IV_{dc}}$  est le gain intégral du régulateur PI.  $V_{dc\_est}$  est la tension continue estimée du bus DC pour la station 1 (offshore).  $V_{dc\_est}$  est obtenue en utilisant la même procédure de l'algorithme EKF appliquée au convertisseur DC-AC côté bus AC du parc éolien offshore. En utilisant le modèle mathématique du bus AC offshore,

l'algorithme EKF estime la tension continue du bus DC en utilisant les paramètres dans le plan dq des tensions et des courants du bus AC. La commande non-linéaire permet le découplage de l'équation (3.3) et la linéarisation du système tout en utilisant un régulateur PI pour forcer les sorties du système de suivre leurs références respectives.

Le système linéaire découplé  $\Delta v'_d$  et  $\Delta v'_q$  est donné par:

$$\begin{cases} \Delta v'_d = L_1 \cdot \frac{di_d}{dt} + R_1 \cdot i_d = K_P(i_d^* - i_d) + K_I \int (i_d^* - i_d) dt \\ \Delta v'_q = L_1 \cdot \frac{di_q}{dt} + R_1 \cdot i_q = K_P(i_q^* - i_q) + K_I \int (i_q^* - i_q) dt \end{cases} \quad (3.5)$$

Finalement, les lois de commande dans le repère d-q des stations offshore et onshore sont données par:

$$\begin{cases} \bar{v}_{d\_conv} = v_d + \omega \cdot L_1 \cdot i_q - \Delta v'_d \\ \bar{v}_{q\_conv} = v_q - \omega \cdot L_1 \cdot i_d - \Delta v'_q \end{cases} \quad (3.6)$$

### 3.4.2 Bloc de contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC avec EKF

Le contrôle des stations 3L-NPC VSC-HVDC (offshore et onshore) est basé sur l'utilisation de la commande d-q avec l'intégration de la tension continue estimée du bus DC. La tension estimée est obtenue en utilisant l'algorithme EKF. La procédure de l'estimation de la tension continue DC pour la station offshore et la station onshore est la même que celle représentée dans la (section 2.7.2) du chapitre 2 tout en tenant compte de la connexion des stations avec leurs propres réseaux alternatifs (réseau AC offshore et réseau principal AC onshore) (Benadja et Chandra, 2015).

La stratégie de contrôle pour les deux stations offshore et onshore (3L-NPC VSC-HVDC) est montrée dans la Figure 3.2.

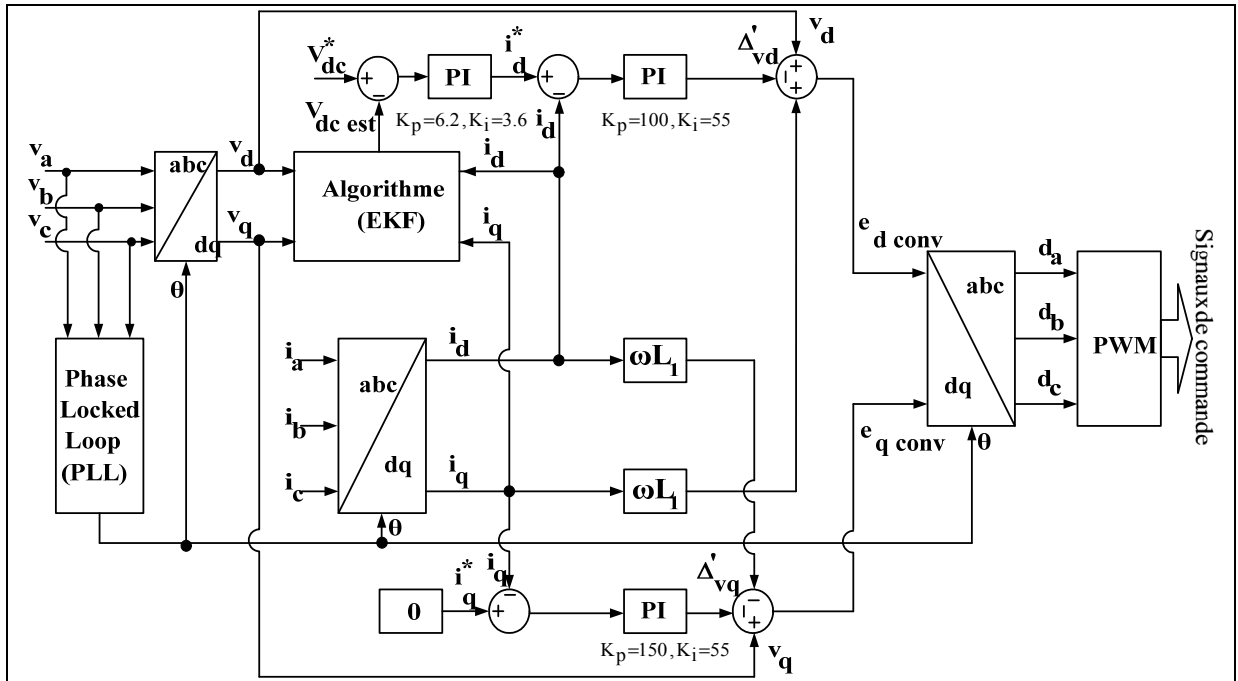


Figure 3.2 Schéma de contrôle pour les deux stations 3L-NPC VSC-HVDC

Les tensions de commande obtenues sur l'axe d-q sont transformées dans le plan abc en utilisant la transformation d-q / abc du Park associée avec l'angle de synchronisation de phase  $\theta$ . Les tensions de commande sont ensuite considérées comme l'entrée pour la technique de modulation PWM. À la sortie du PWM, des signaux de commande sont générés pour contrôler les interrupteurs des stations 3L-NPC VSC-HVDC en conformité avec l'état de commutation représenté dans le tableau suivant :

Tableau 3.1 Table de commutation pour un bras du 3L NPC VSC

$V_o$	$+ V_{dc}$	<b>0</b>	$- V_{dc}$
$S_{a1}$	1	0	0
$S_{a2}$	1	1	0
$S_{a3}$	0	1	1
$S_{a4}$	0	0	1

La procédure de contrôle de la station onshore (3L-NPC VSC-HVDC) est la même que celle de la station offshore, à l'exception que dans ce cas les entrées viennent de la station onshore (3L-NPC VSC-HVDC) du côté réseau principal AC onshore. Le rôle de cette station est de maintenir constantes les tensions du bus DC à la ligne HVDC et de la tension AC au niveau du PCC onshore.

### 3.5 Résultats de simulation

Pour analyser les performances de la commande proposée avec l'estimateur non-linéaire EKF appliquée aux différents modèles de conversion de l'énergie du système représenté par la Figure 3.1, le logiciel MATLAB / Simulink est utilisé en tenant compte de la présence de trois scénarios de défaut :

**Scénario I** : défaut triphasé au point de couplage commun (PCC) entre la station 3L-NPC VSC-HVDC onshore et le réseau principal AC onshore;

**Scénario II** : défaut triphasé au niveau du PCC côté réseau AC offshore;

**Scénario III** : défaut DC au niveau du câble de transmission DC.

#### 3.5.1 Fonctionnement du système dans les conditions normales

Les caractéristiques de la turbine, obtenues en utilisant le programme MPPT proposé (section 2.4 du chapitre 2) avec les valeurs de vitesse du vent (6, 7, 8 et 9 m / s) et l'angle d'inclinaison  $\beta$  ( $0^\circ$ ) sont représentées sur la Figure 3.3. Ces caractéristiques indiquent le bon fonctionnement du programme MPPT confirmant l'extraction pour chaque courbe son point maximal (MPPT<sub>1</sub>, MPPT<sub>2</sub>, MPPT<sub>3</sub> et MPPT<sub>4</sub>) correspondant à la puissance mécanique maximale  $P_{\max}$  et la vitesse de rotation de référence  $\omega^*$ .



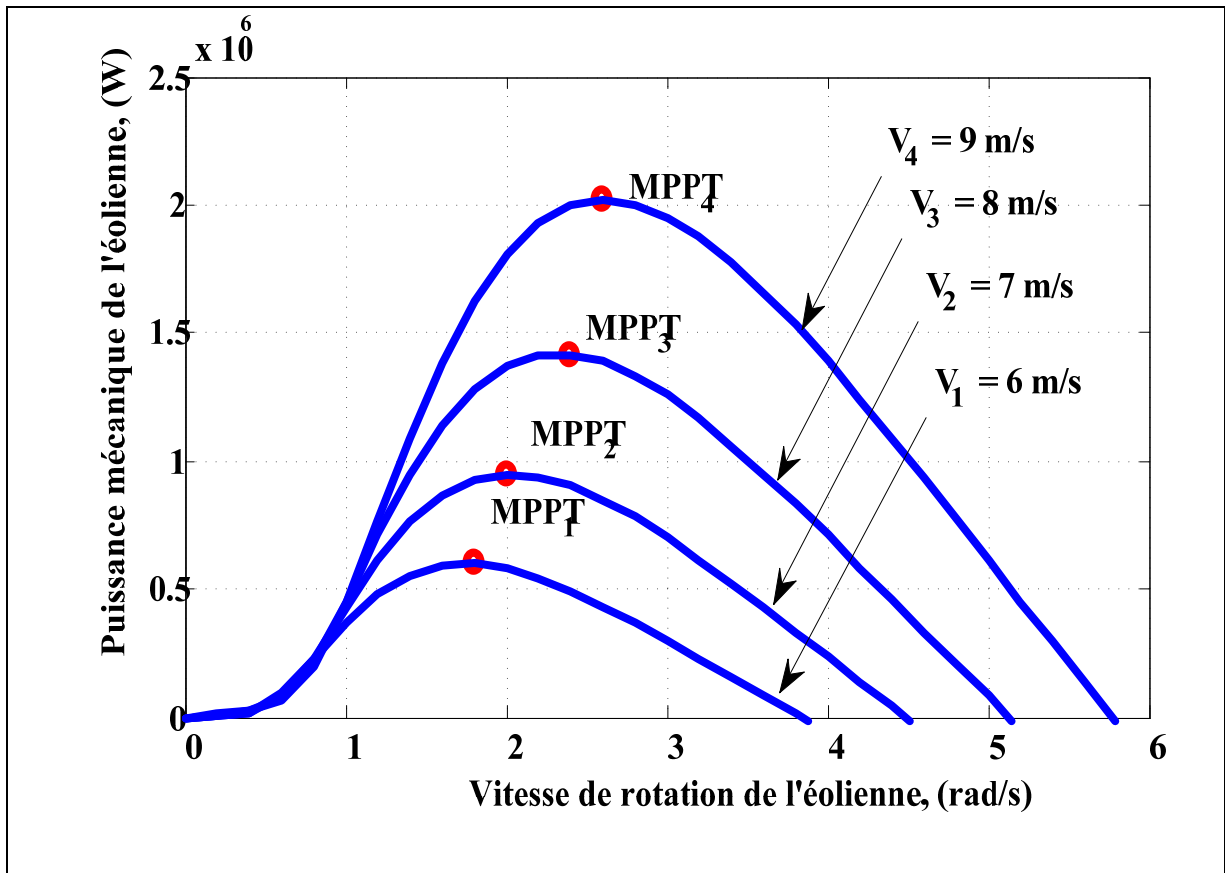


Figure 3.3 Caractéristique de l'éolienne avec MPPT pour différentes vitesses du vent

L'estimation des vitesses de rotation et de la position des machines PMSGs du parc éolien offshore utilisant l'algorithme EKF sont illustrées dans les Figures 3.4 à 3.7 correspondant seulement pour deux machines PMSGs choisies parmi les 150 machines (PMSG1 et PMSG2) fonctionnant à des différentes vitesses du vent (Benadja et Chandra, 2015). Ces simulations montrent que les vitesses de rotor estimées des machines PMSGs suivent leurs vitesses de références obtenues par l'algorithme MPPT proposé. Ces algorithmes permettent aux machines PMSGs de fonctionner à des vitesses de références correspondant aux puissances mécaniques maximales (Figures 3.4 et 3.6). Les Figures 3.5 et 3.7 montrent les positions de rotor estimées de ces deux machines (PMSG1 et PMSG2).

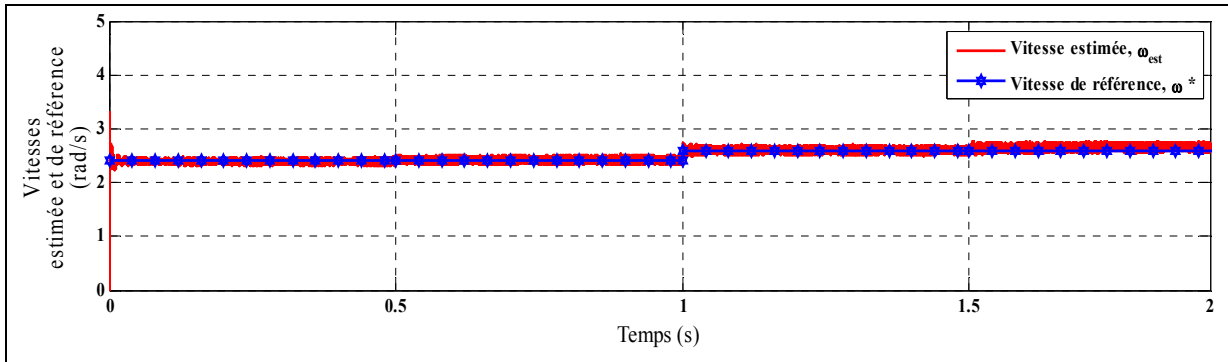


Figure 3.4 Schéma de la vitesse estimée et de référence de la PMSG1

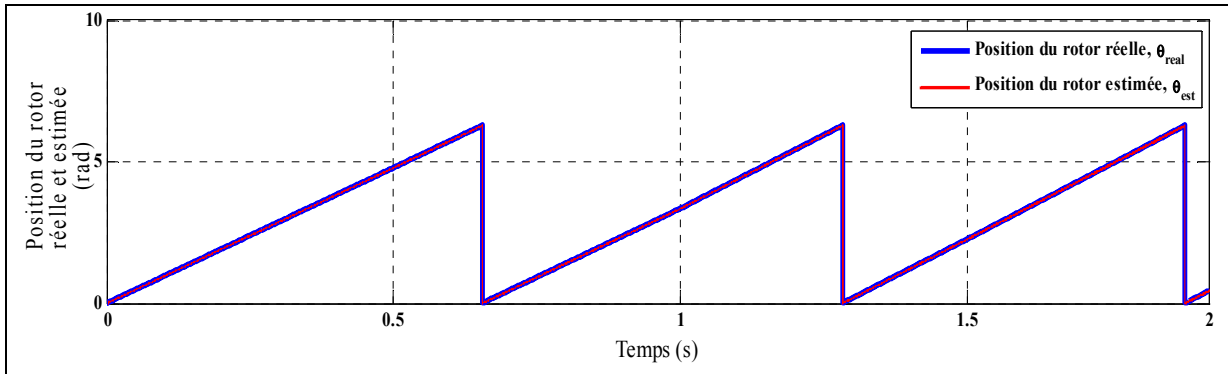


Figure 3.5 Schéma de la position réelle et estimée de la PMSG1

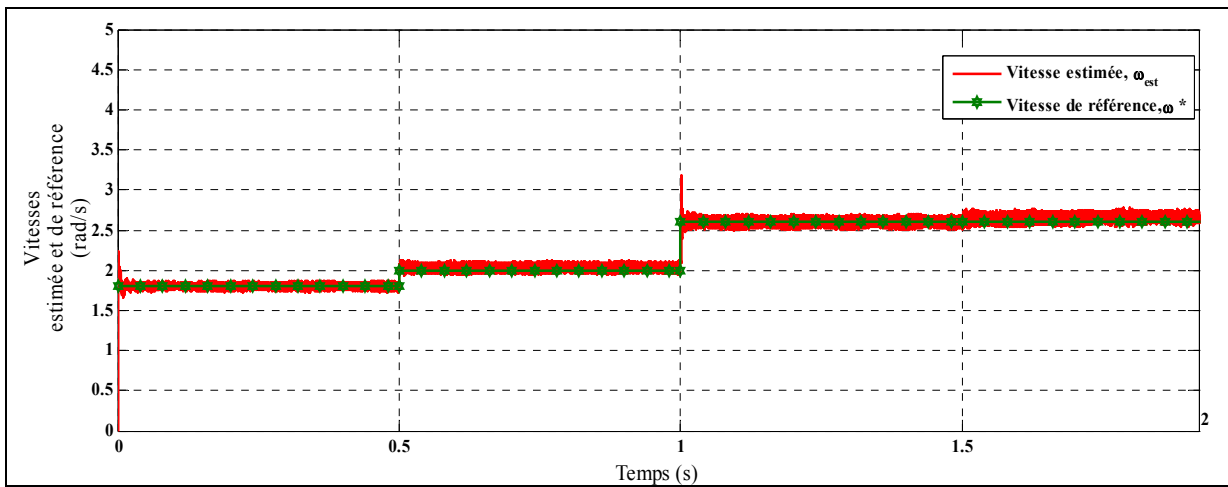


Figure 3.6 Schéma de la vitesse estimée et de référence de la PMSG2

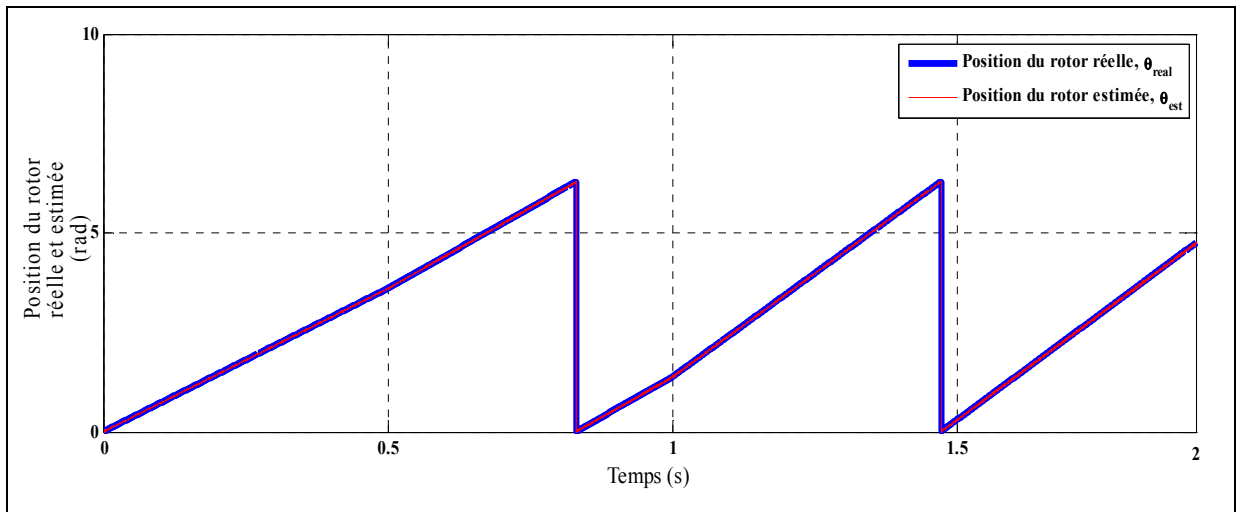


Figure 3.7 Schéma de la position réelle et estimée de la PMSG2

La tension continue estimée du bus DC et sa référence du convertisseur DC-AC du système 1 sont présentées à la Figure 3.8. On remarque que de  $t = 1,8 \text{ s}$  à  $t = 2 \text{ s}$ , la tension continue total estimée suit exactement la valeur  $300 \text{ kV}$  correspondante à la tension de référence.

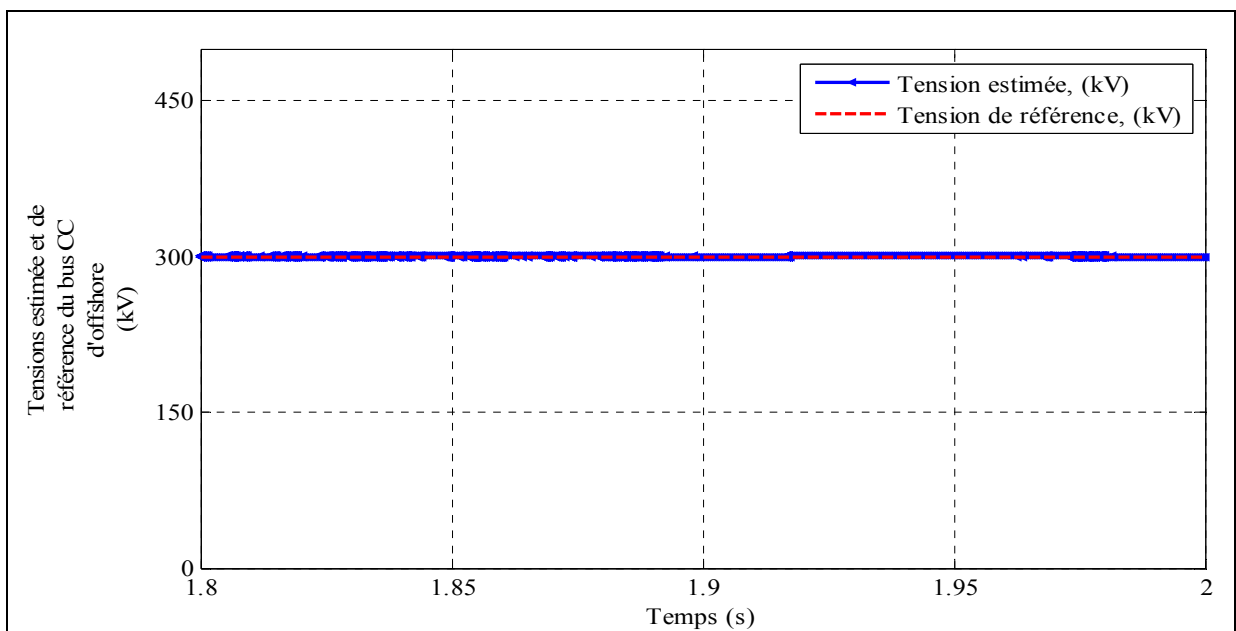


Figure 3.8 Tension du bus DC estimée et sa référence du convertisseur dc-ac offshore

Les Figures 3.9 et 3.10, montrent respectivement, les formes d'ondes des tensions et des courants dans le réseau AC offshore. On constate que les signaux de courant et de tension sont en phase, qui démontre que la station 1 offshore transmet l'énergie reçue par le parc éolien offshore vers la station 2 onshore.

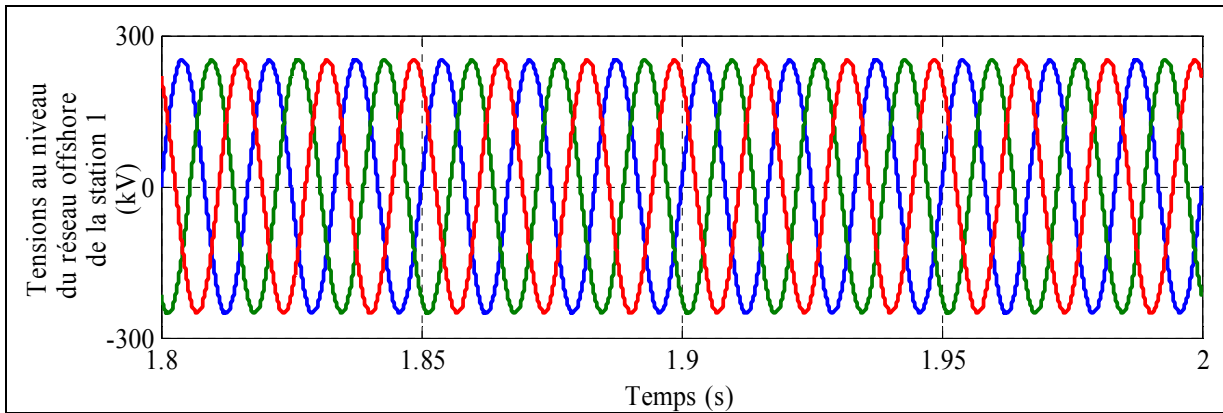


Figure 3.9 Tensions alternatives du réseau AC de la station 1 offshore

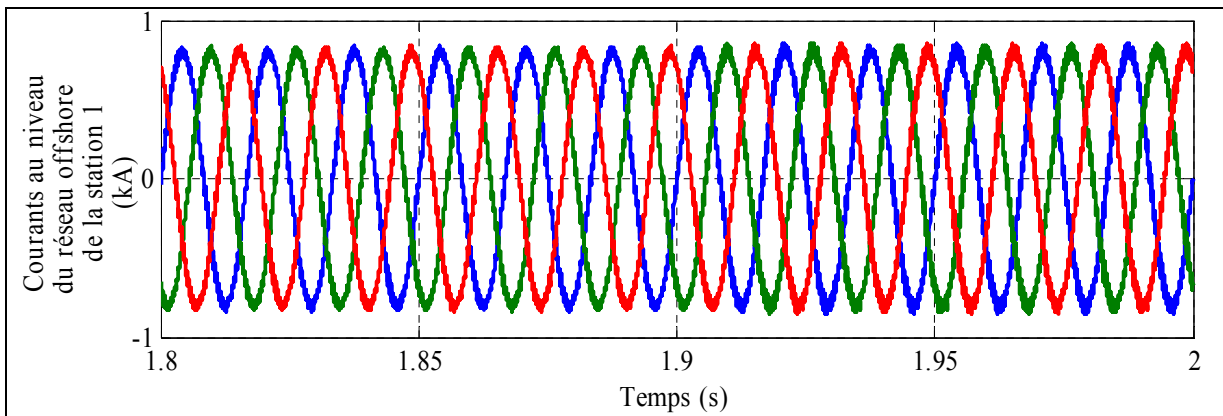


Figure 3.10 Courants alternatifs du réseau AC de la station 1 offshore

Les tensions totales de références et estimées aux bornes des deux capacités du bus DC de la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC), ainsi que les tensions estimées de la partie supérieure et inférieure du bras du convertisseur sont représentées à la Figure 3.11. On remarque que la tension totale du bus DC estimée suit correctement la tension totale de

référence qui correspond à 300 kV. On constate aussi que la tension estimée de la partie supérieure et inférieure du bras de convertisseur est fixée respectivement à +150 kV et -150 kV.

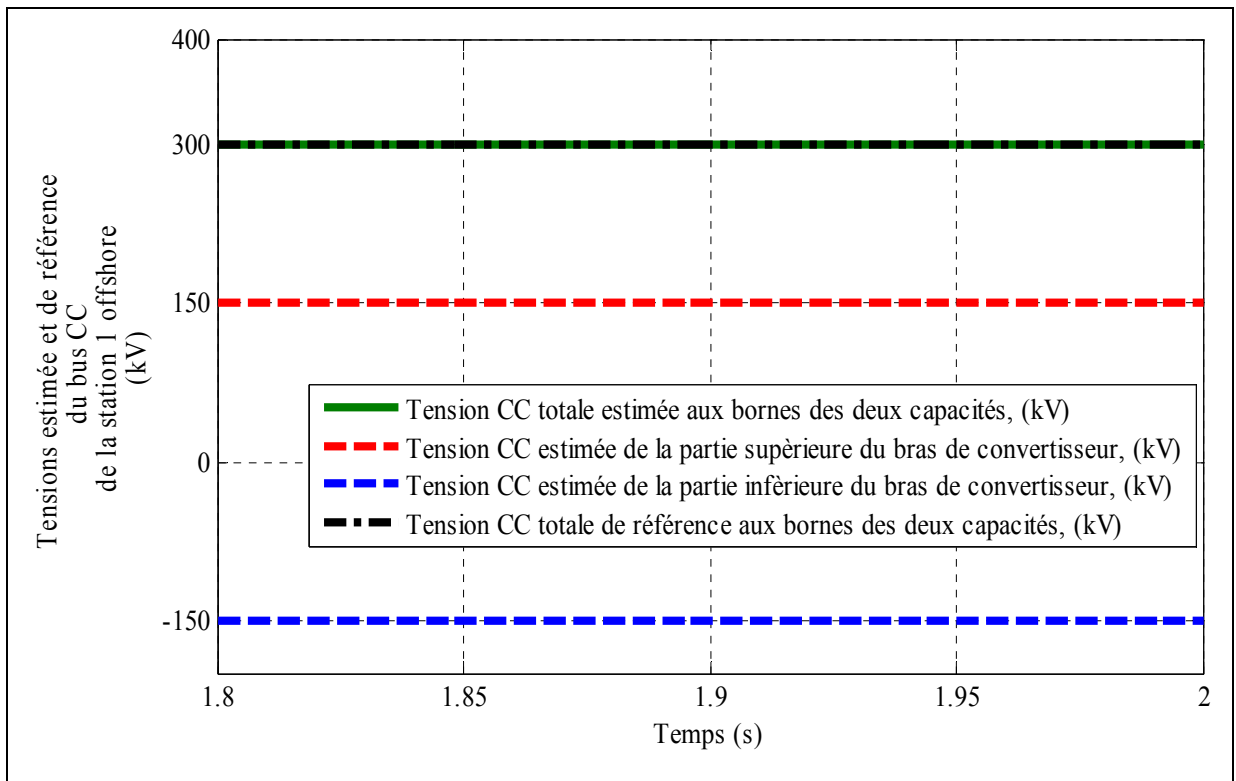


Figure 3.11 Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 1

### 3.5.2 Fonctionnement du système avec la présence des défauts

Pour évaluer la performance du contrôleur proposé afin d'atténuer les effets des perturbations sur le système, trois scénarios de défauts seront considérés.

#### 3.5.2.1 Scénario I : Défaut AC au PCC du côté réseau AC onshore

Pour vérifier les performances de la commande proposée, une évaluation de la stabilité du système se fait au moment de l'apparition d'un sévère défaut triphasé au niveau du PCC à

côté du réseau principal AC onshore. L'apparition du défaut commence de  $t = 1,9$  s et se termine à  $t = 1,91$  s. Les formes d'ondes des tensions et des courants au niveau du réseau principal AC onshore sont représentées sur les Figures 3.12 et 3.13.

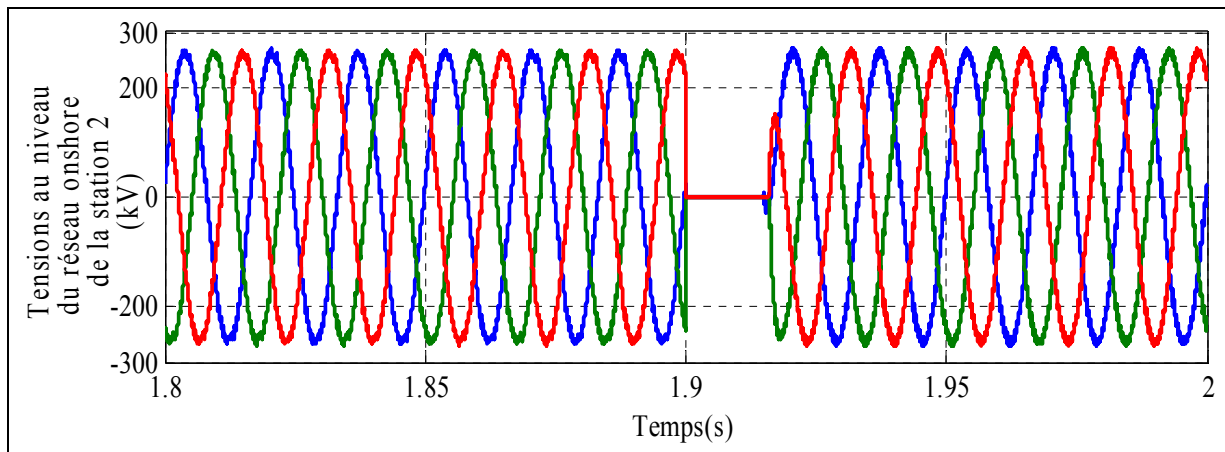


Figure 3.12 Tensions au niveau du réseau AC de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I

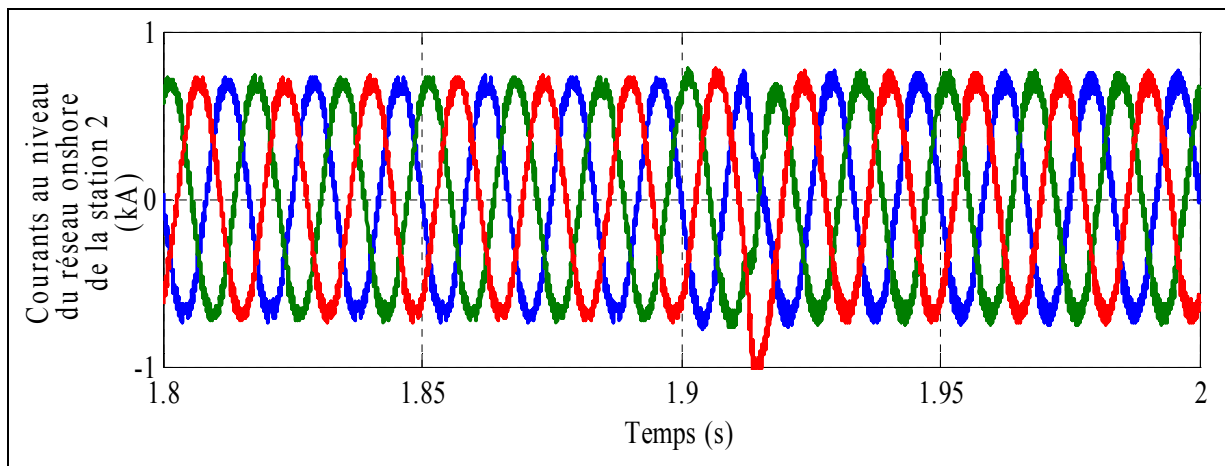


Figure 3.13 Courants au niveau du réseau AC de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I

Les tensions continues de références et estimées aux bornes des deux capacités du bus DC de la station 2 onshore, ainsi que les tensions continues estimées de la partie supérieure et

inférieure du bras du convertisseur sont représentées à la Figure 3.14. On remarque que la tension continue totale estimée suit correctement la tension continue totale de référence qui correspond à 300 kV. On constate que la tension continue estimée de la partie supérieure et inférieure du bras de convertisseur sont respectivement égales à +150 kV et -150 kV.

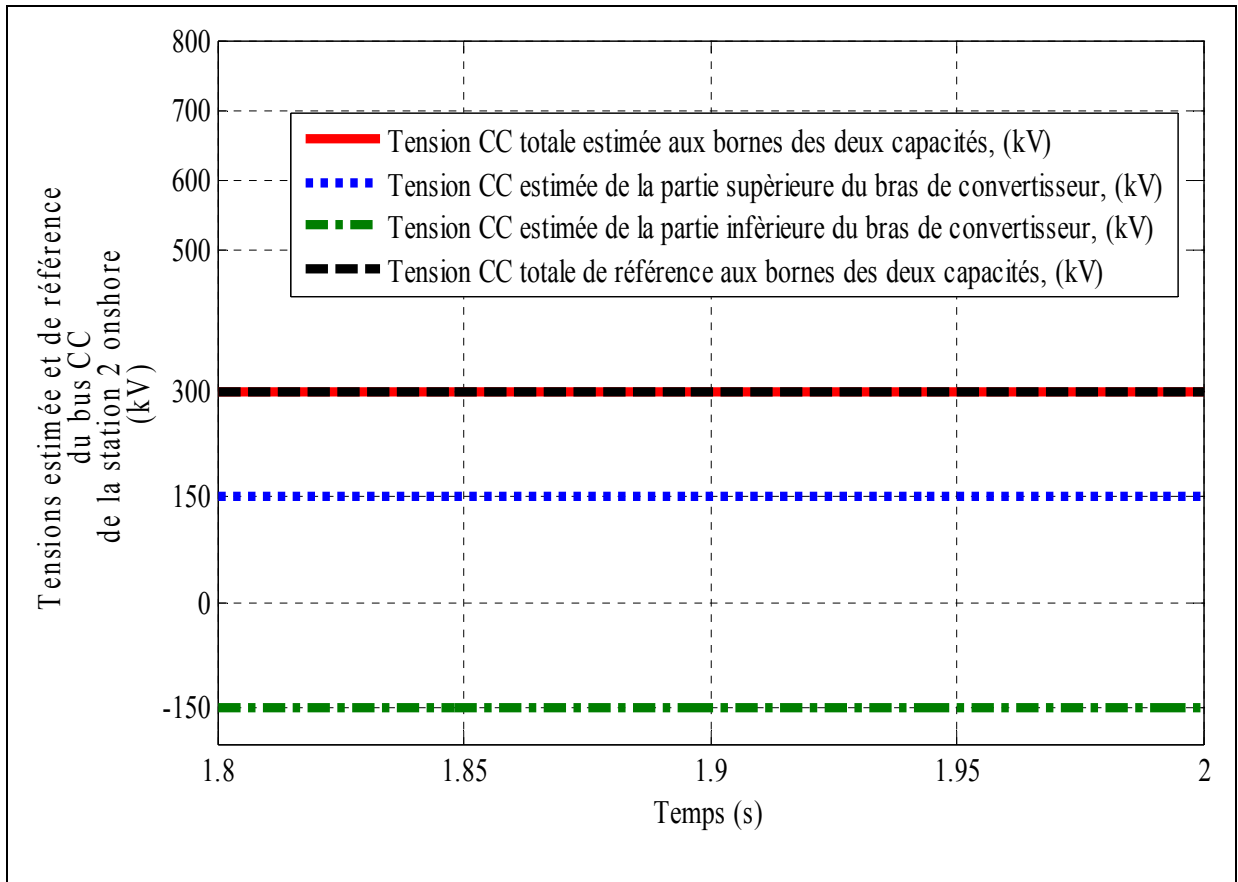


Figure 3.14 Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 2 onshore avec scénario I

Le transfert de la puissance produite par le parc éolien offshore vers le réseau principal AC onshore à travers les deux stations offshore et onshore est représenté sur les Figures 3.15 et 3.16 tout en tenant compte de la forme des signaux avant, au moment et après le défaut triphasé survenu au PCC du côté réseau AC onshore.

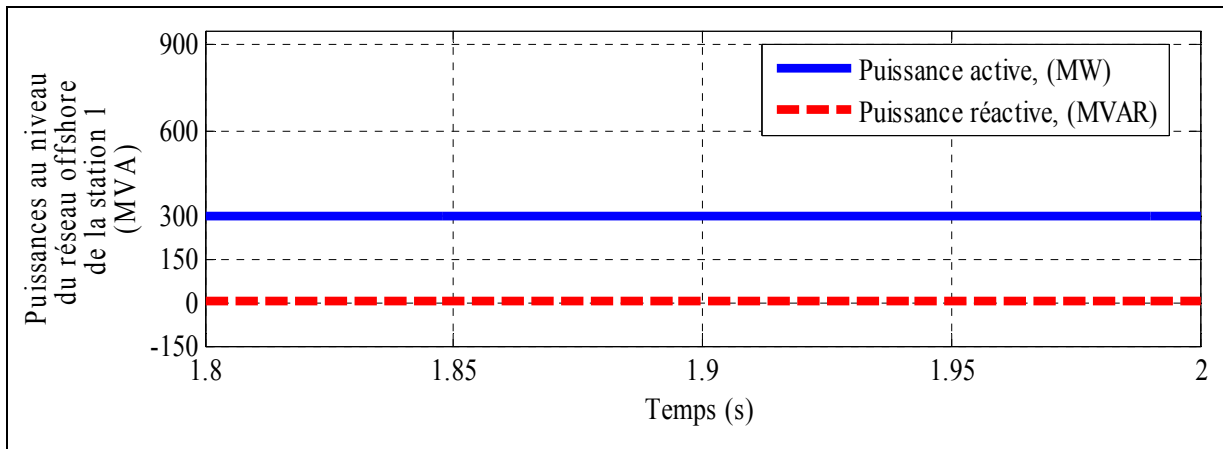


Figure 3.15 Schéma de la puissance (active et réactive) du réseau AC offshore de la station 1 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I

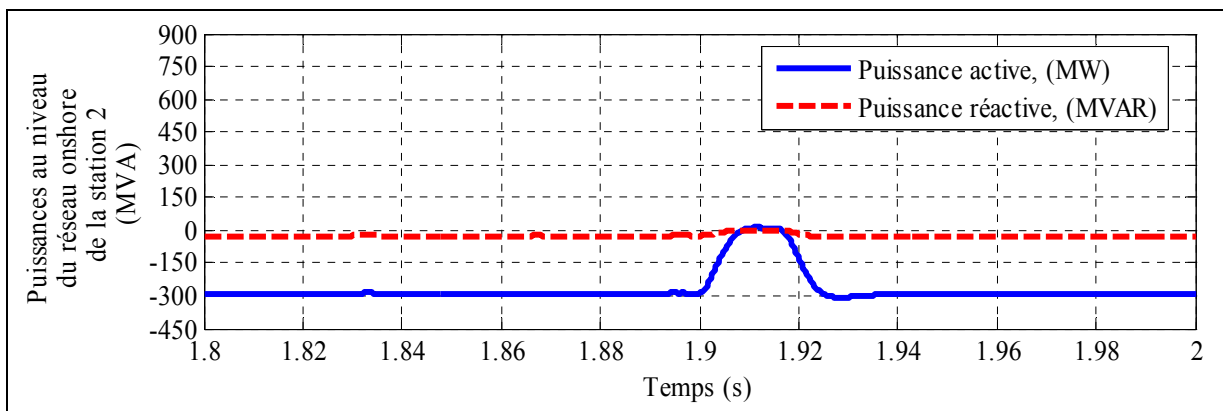


Figure 3.16 Schéma de la puissance (active et réactive) du réseau principal AC onshore de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario I

Malgré l'apparition du défaut triphasé au PCC côté réseau principal AC onshore, la station 1 offshore reste opérationnelle (n'est pas influencée par le défaut) et les 300MW sont disponibles au réseau AC offshore. D'autre part, la puissance active de 300 MW reçue pendant la pleine exploitation du système au réseau principal AC s'arrête au cours de l'apparition du défaut de  $t = 1,9 \text{ s}$  à  $t = 1,91 \text{ s}$ . De  $t = 1,91 \text{ s}$  à  $t = 2 \text{ s}$ , le système récupère sa dynamique rapidement et commence à recevoir la puissance de 300 MW de la station 1 offshore.



### 3.5.2.2 Scénario II : Défaut AC au PCC du côté réseau AC offshore

Un défaut triphasé sur le réseau AC offshore a été simulé, on remarque que les courants du réseau AC offshore (Figure 3. 18) ont augmenté légèrement quand les tensions du réseau AC offshore soient nulles (Figure 3. 17). Sur les Figures 3.19 et 3.22, on observe que le système reste stable et les tensions continues estimées au niveau du bus DC des deux stations offshore et onshore (3L-NPC VSC-HVDC) suivent exactement leurs références 300 kV. La tension continue estimée de la partie inférieure et supérieure du bras des deux stations offshore et onshore (3L-NPC VSC-HVDC) restent égales à  $\pm 150$  kV. Aussi, nous distinguons que sur les Figures 3. 17 et 3.18, les tensions et les courants du réseau AC offshore sont en phase et en opposition de phase dans les Figures 3.20 et 3.21 du réseau principal AC onshore confirmant le transfert de la puissance du réseau AC offshore vers le réseau principal AC onshore. D'autre part, nous remarquons que les tensions du réseau principal AC onshore sont stables et les courants du réseau principal AC onshore sont déformés et leur amplitude a diminué pendant l'apparition du défaut triphasé offshore. Après cet événement, le système rétabli rapidement son fonctionnement normal et demeure stable tout au long du processus de transfert de la puissance.

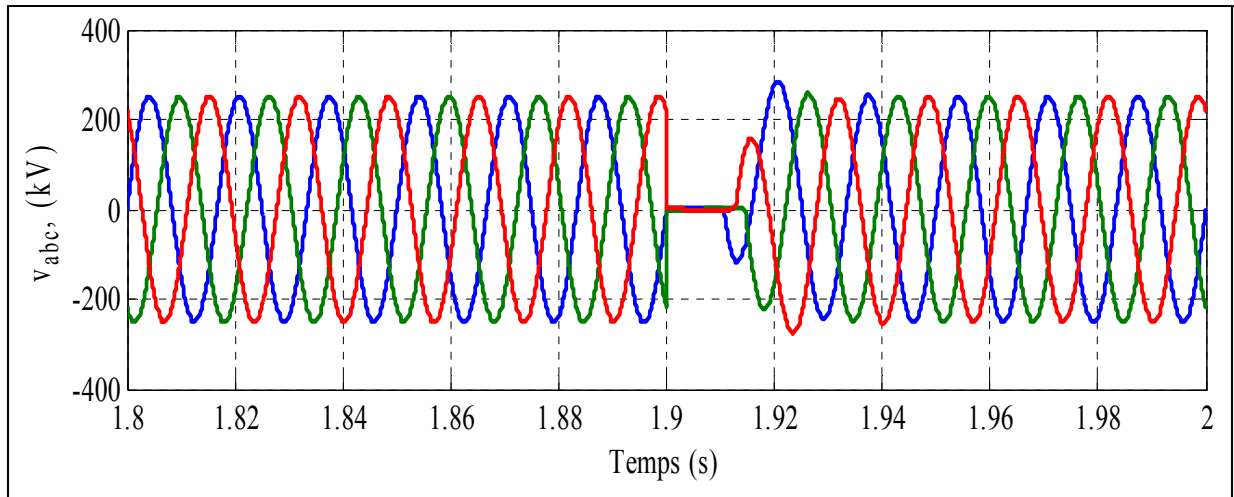


Figure 3.17 Tensions au niveau du réseau AC offshore avec scénario II

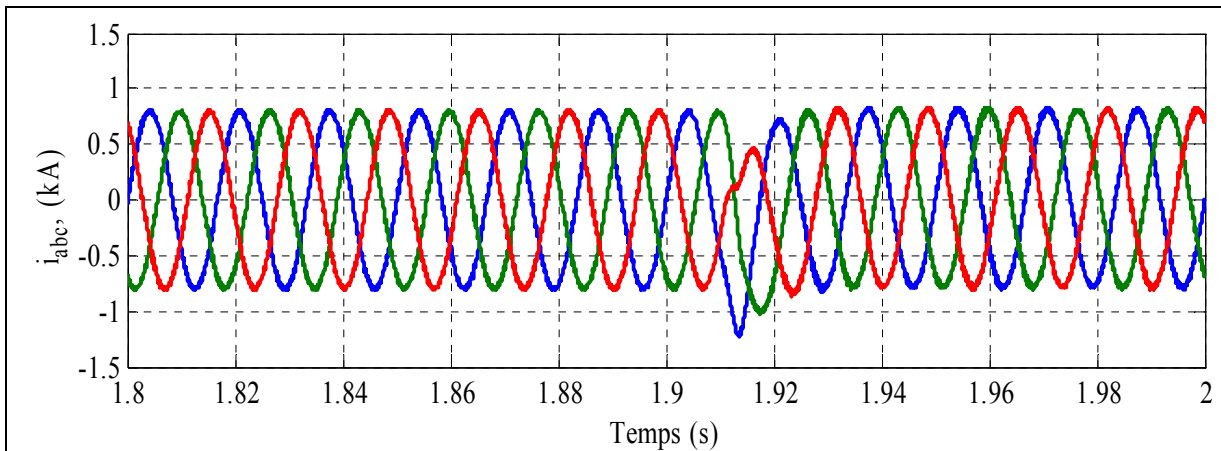


Figure 3.18 Courants au niveau du réseau AC offshore avec scénario II

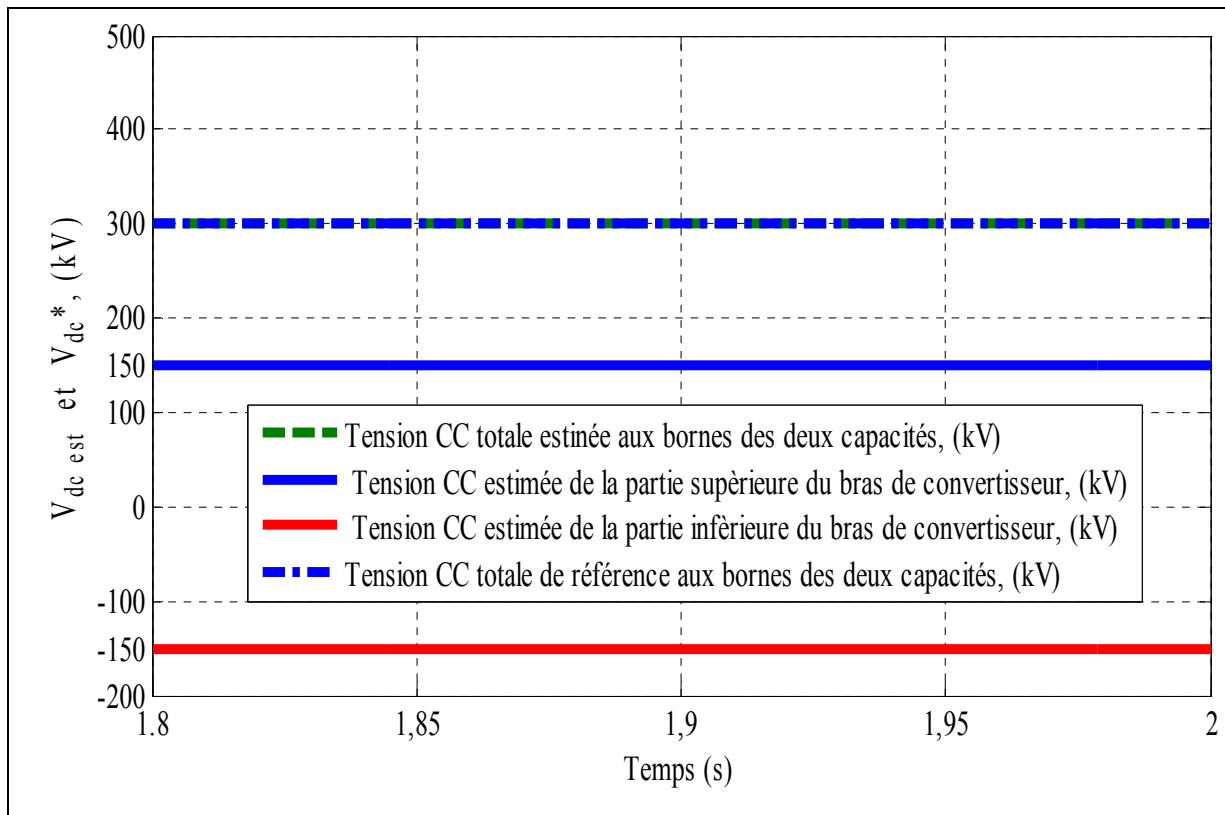


Figure 3.19 Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 1 offshore avec scénario II

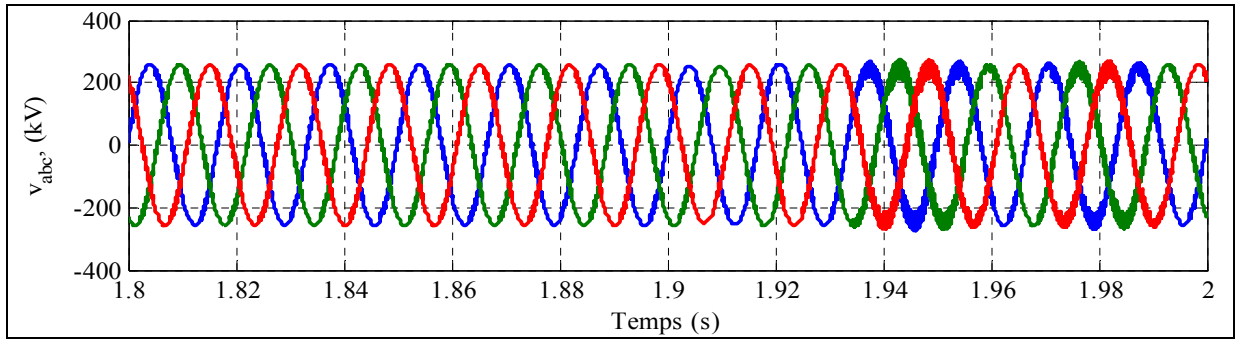


Figure 3.20 Tensions au niveau du réseau principal AC onshore avec scénario II

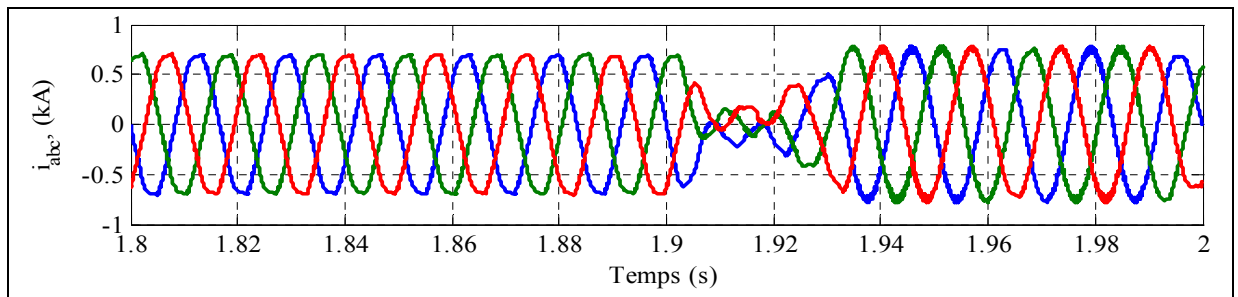


Figure 3.21 Courants au niveau du réseau principal AC onshore avec scénario II

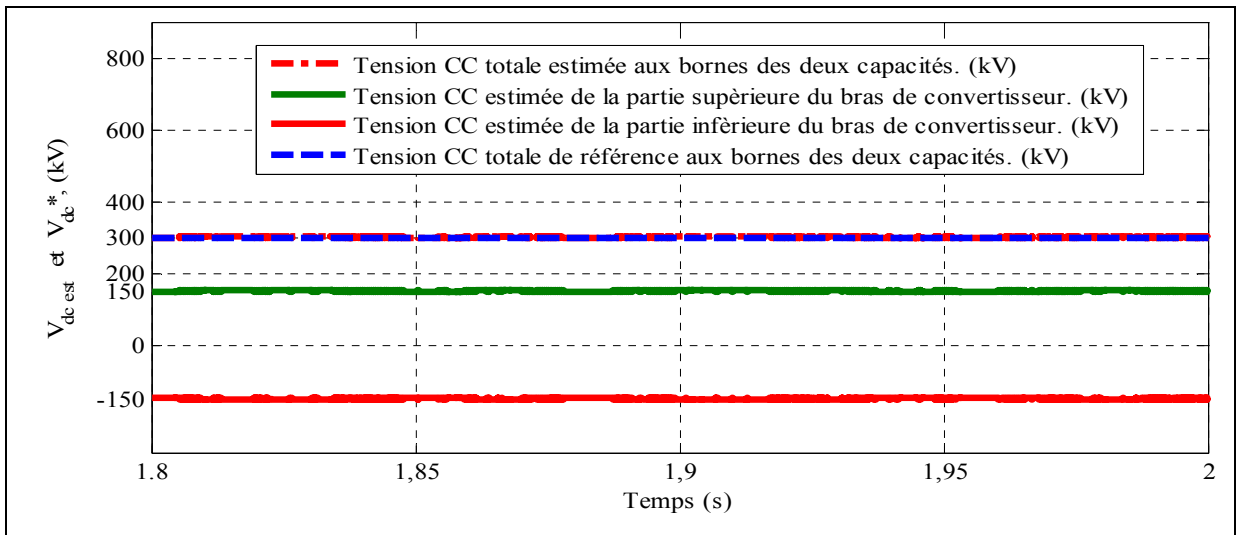


Figure 3.22 Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 2 onshore avec scénario II

Le transfert de la puissance produite par le parc éolien offshore vers le réseau principal AC onshore à travers les deux stations offshore et onshore est représenté sur les Figures 3.23 et 3.24 avec les formes des signaux avant, au moment et après le défaut triphasé apparu au niveau du PCC de côté réseau AC offshore. On remarque que la station offshore est opérationnelle et fournit la puissance active reçue de 300 MW par le parc éolien offshore à l'exception de la période de l'apparition du défaut triphasé. Au moment du défaut, la puissance au niveau du réseau AC offshore est nulle, après le défaut, la station offshore récupère sa dynamique rapidement et commence à transmettre à la station onshore les 300MW de puissance générée par le parc éolien offshore. L'effet du défaut est bien remarqué au niveau du réseau principal AC onshore, nous constatons que les 300 MW reçues au cours du fonctionnement du système sont absorbées par le défaut. Après le défaut, de  $t = 1.91s$  à  $t = 2s$ , le système récupère sa dynamique rapidement et le réseau principal AC onshore commence à recevoir la puissance de 300 MW via les deux stations 3L-NPC VSC-HVDC (offshore et onshore).

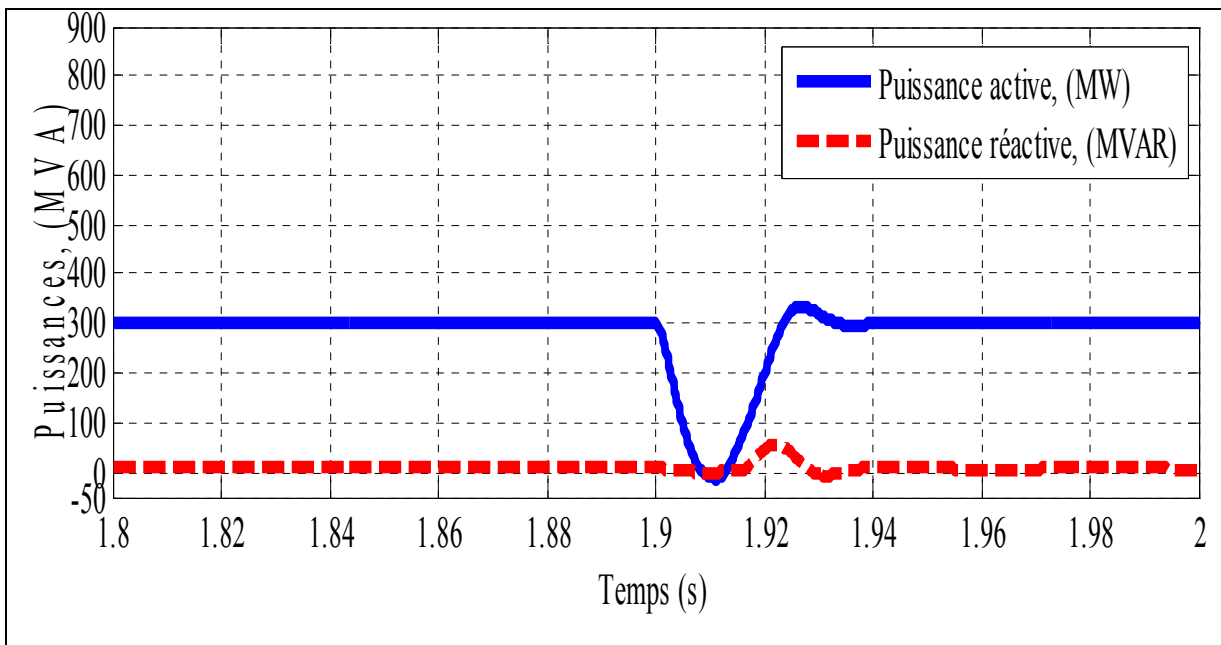


Figure 3.23 Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau AC offshore de la station 1 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario II

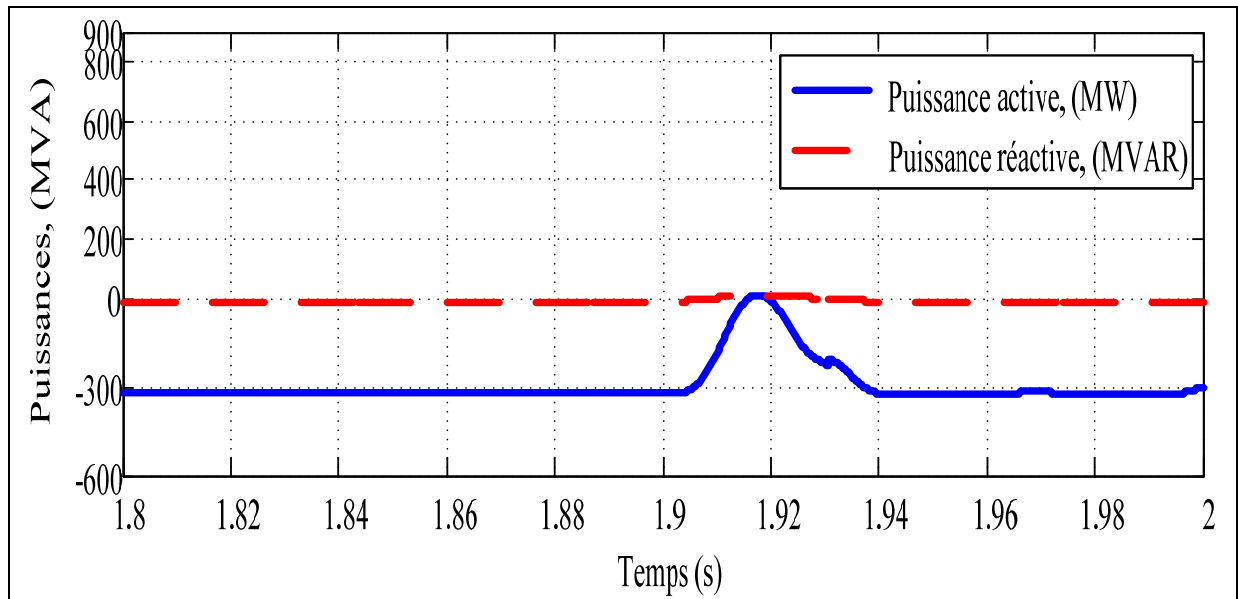


Figure 3.24 Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau principal AC onshore de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC) avec scénario II

### 3.5.2.3 Scénario III : Défaut DC

Un défaut DC a également été testé sur le câble DC partie supérieure de la liaison HVDC. La forme d'onde des tensions et des courants de réseau AC offshore sont représentés dans les Figures 3.25 et 3.26. Pendant l'apparition du défaut DC de  $t = 1,8 \text{ s}$  à  $t = 1,85 \text{ s}$ , on observe que l'amplitude des courants du réseau AC offshore a légèrement augmentée et diminue puis se rétablie à sa valeur initiale. En outre, on peut voir clairement que les formes d'ondes des tensions et des courants de réseau AC offshore sont en phases, ce qui explique que la station 1 offshore transmet de l'énergie reçue par le parc éolien offshore à la station 2 onshore. La Figure 3.27 montre les tensions estimées et de référence du bus DC aux bornes des deux condensateurs, de la partie supérieure et inférieure du bras de la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC). On remarque que la tension continue du bus DC estimée suit exactement sa référence 300 kV. Les  $\pm 150 \text{ kV}$  des tensions continues estimées pour la partie inférieure et supérieure du bras de la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC) sont atteints. La variation de la tension continue du bus DC durant le défaut DC montrée à la Figure 3.27 a été zoomée et représentée à la Figure 3.28 et varie de 299.6 kV à 300.6 kV pour voir clairement l'impact

du défaut sur l'amplitude. On constate qu'en présence de défaut DC, la tension continue estimée diminue légèrement et oscille autour de sa référence. Après ce défaut, les tensions estimées du bus DC restent constantes et suivent exactement leurs références respectives. Les formes d'ondes des tensions et des courants de réseau principal AC onshore sont représentées sur les Figures 3.29 et 3.30. On observe que les tensions de réseau principal AC onshore sont stables et les courants de réseau principal AC onshore sont déformés et leurs amplitudes ont diminué pendant la durée du défaut. On constate que les formes d'ondes des tensions et des courants du réseau principal AC onshore sont en opposition de phase ce qui confirme le transfert de la puissance du réseau AC offshore vers le réseau principal AC onshore. La Figure 3.31 montre les tensions continues estimées et de références du bus DC aux bornes des deux condensateurs, de la partie supérieure et inférieure du bras de la station 2 onshore (3L-NPC VSC-HVDC). On observe que la tension continue estimée du bus DC suit exactement sa référence 300 kV et les tensions estimées pour les parties inférieures et supérieures du bras de la station 2 onshore (3L-NPC VSC-HVDC) sont maintenues à  $\pm 150$  kV. La variation de la tension continue du bus DC durant le défaut DC montrée à la figure 3.31 est zoomée entre 299.8 kV à 300.1 kV et représentée à la Figure 3.32. On constate qu'en présence de défaut DC, la tension continue estimée diminue légèrement et oscille autour de sa référence. Après ce défaut, les tensions estimées du bus DC restent constantes et suivent exactement leurs références. Le transfert de la puissance reçue par la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC) du parc éolien offshore vers la station 2 onshore (3L-NPC VSC-HVDC) avant, après et au moment de l'apparition du défaut est représenté respectivement dans les Figures 3.33 et 3.34. On constate clairement que la puissance au niveau du réseau AC offshore est transportée au réseau principal AC onshore via les deux stations offshore et onshore (3L-NPC VSC-HVDC). Durant le défaut DC, l'amplitude de la puissance active au niveau du réseau AC offshore a diminué et sa puissance réactive a légèrement augmenté au moment du défaut et diminué après cet événement rapidement. De  $t = 1.85s$  à  $t = 2s$ , le système récupère sa dynamique rapidement et commence à transférer les 300 MW de puissance vers la station 2 onshore. D'autre part, pour le côté réseau principal AC onshore à côté de la station 2 (3L-NPC VSC-HVDC), la puissance active de 300 MW est totalement reçue pendant le fonctionnement normal du système, mais son amplitude a

diminué durant l'apparition du défaut de  $t = 1,8$  s à  $t = 1.85$  s. De  $t = 1.85$  s à  $t = 2$  s, le système récupère sa dynamique rapidement et commence à recevoir totalement les 300 MW de puissance envoyée par la station 1 offshore (3L-NPC VSC-HVDC).

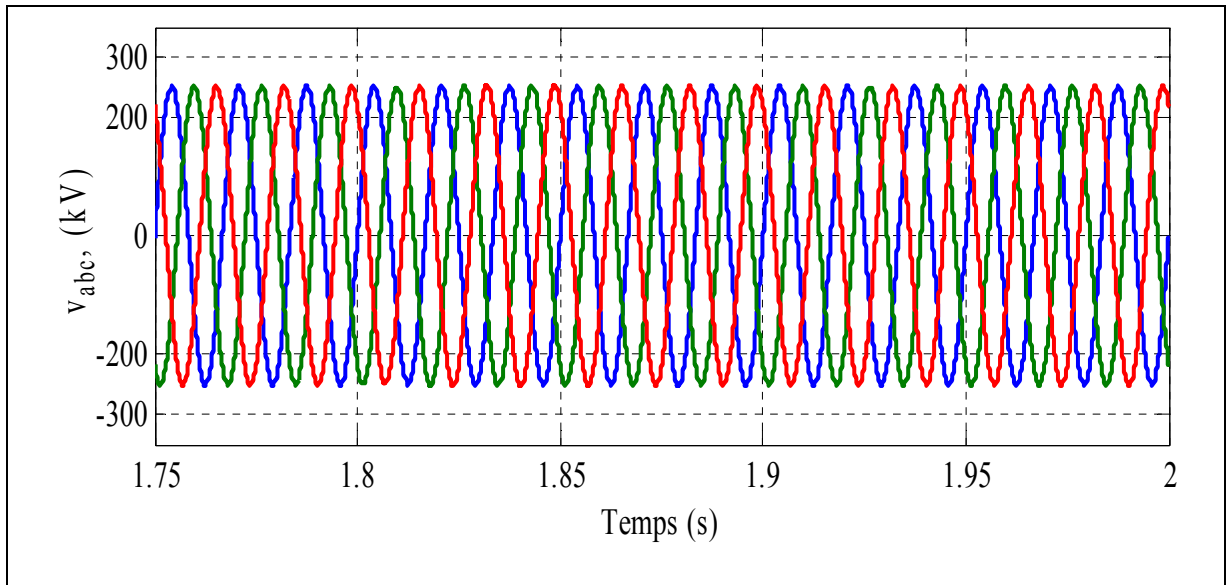


Figure 3.25 Tensions du réseau AC offshore avec scénario III

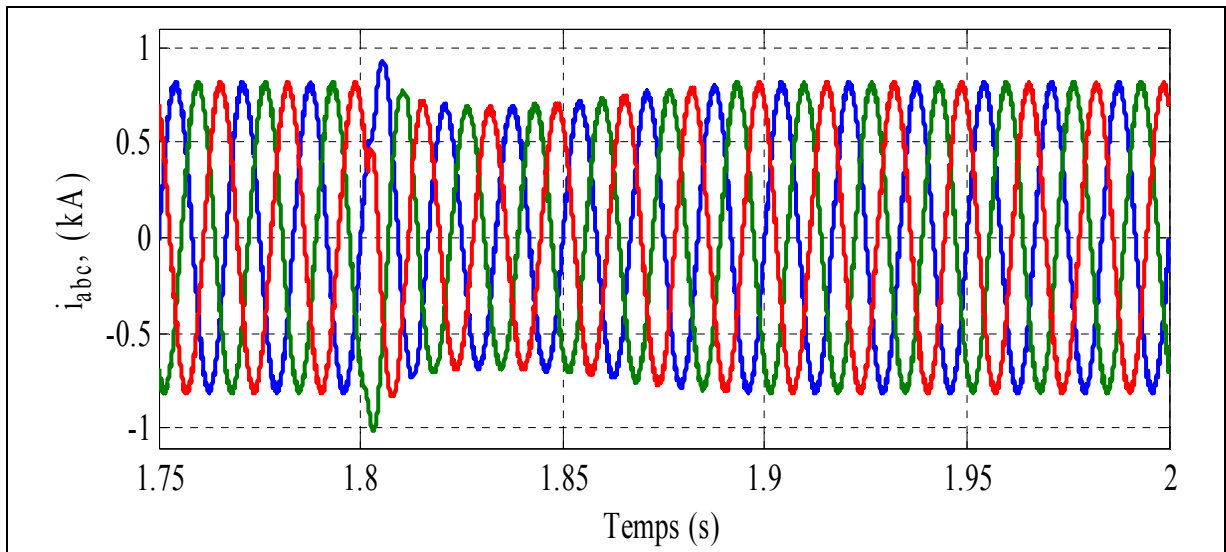


Figure 3.26 Courants du réseau AC offshore avec scénario III

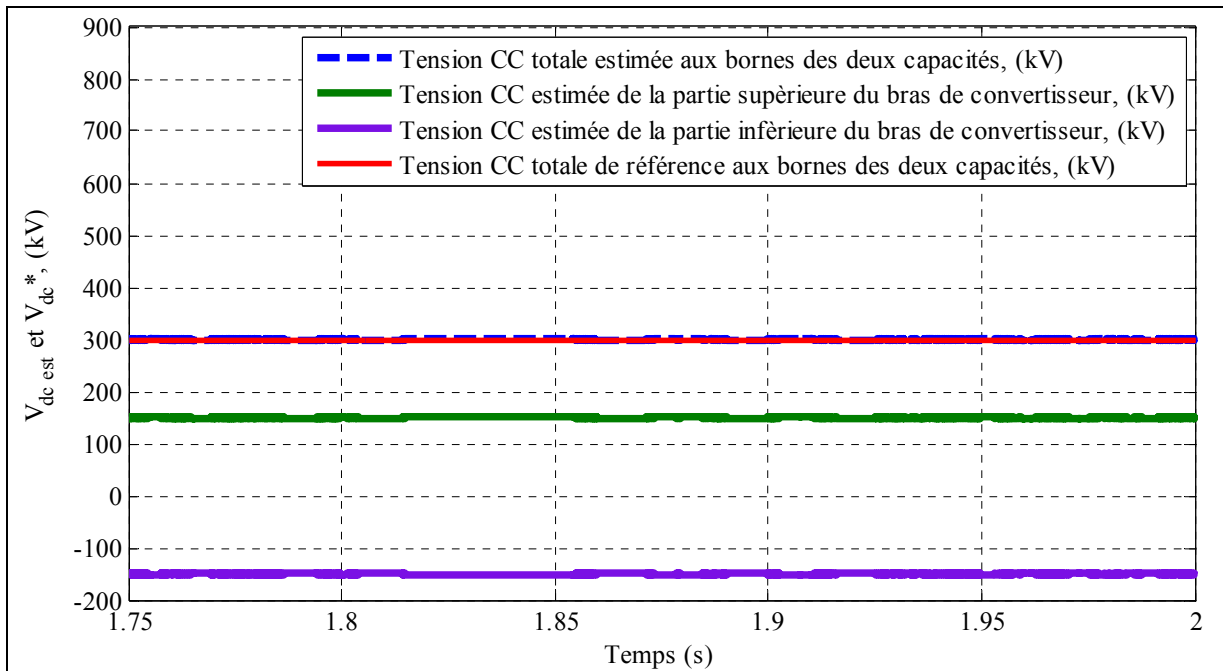


Figure 3.27 Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 1 offshore avec scénario III

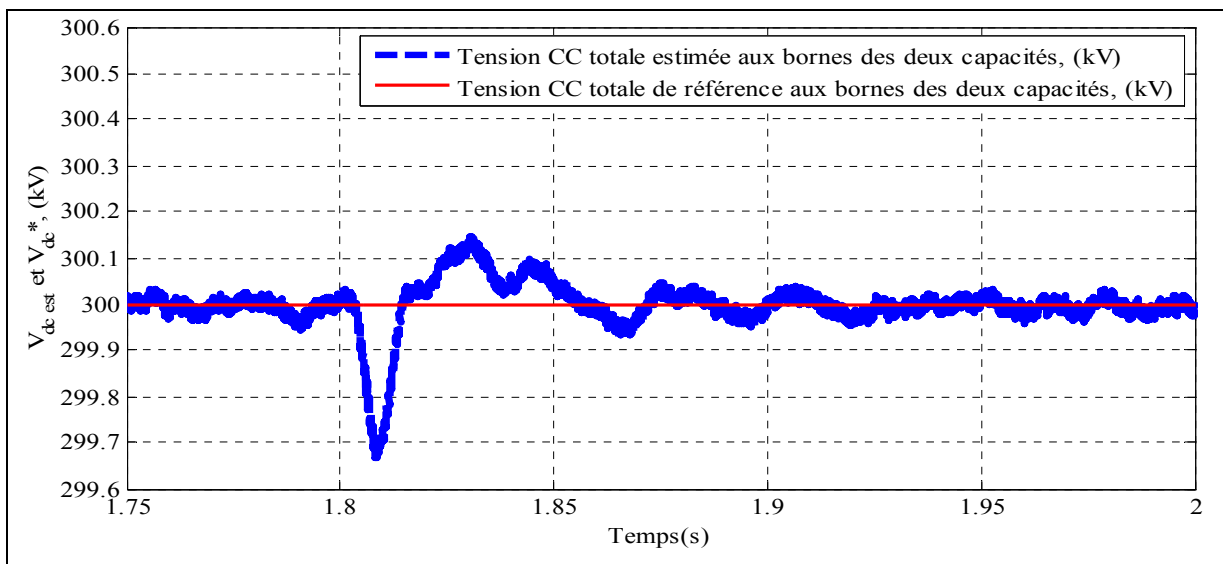


Figure 3.28 Schéma de la tension totale estimée et de référence zoomées de la station 1 offshore avec scénario III



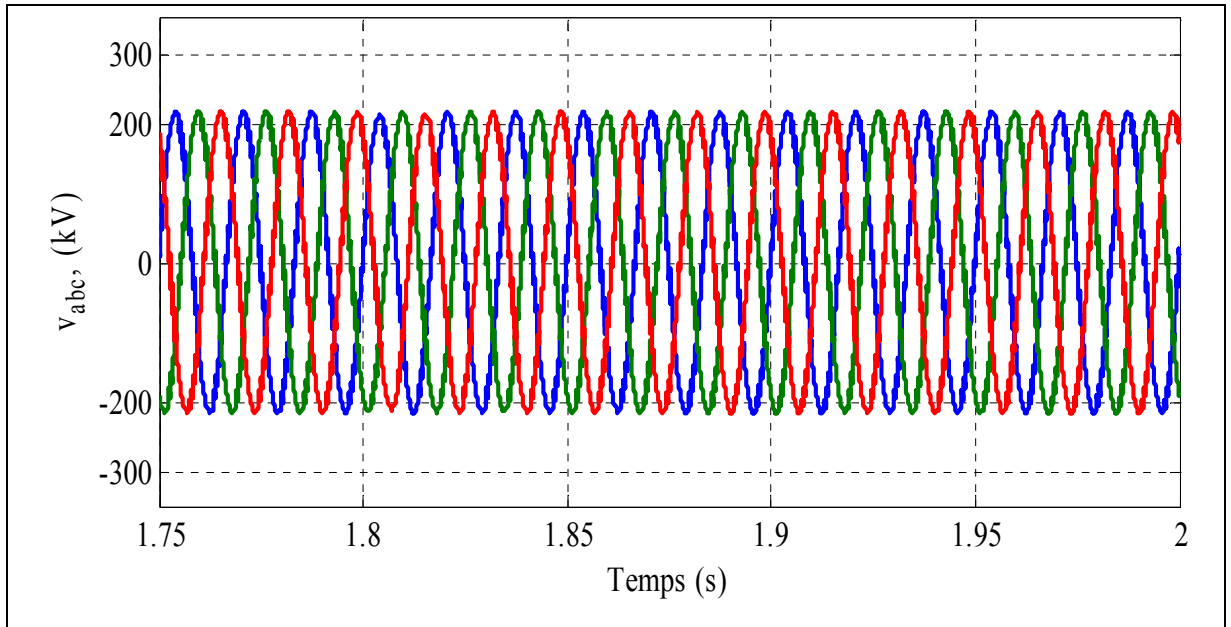


Figure 3.29 Tensions du réseau principal AC onshore avec scénario III

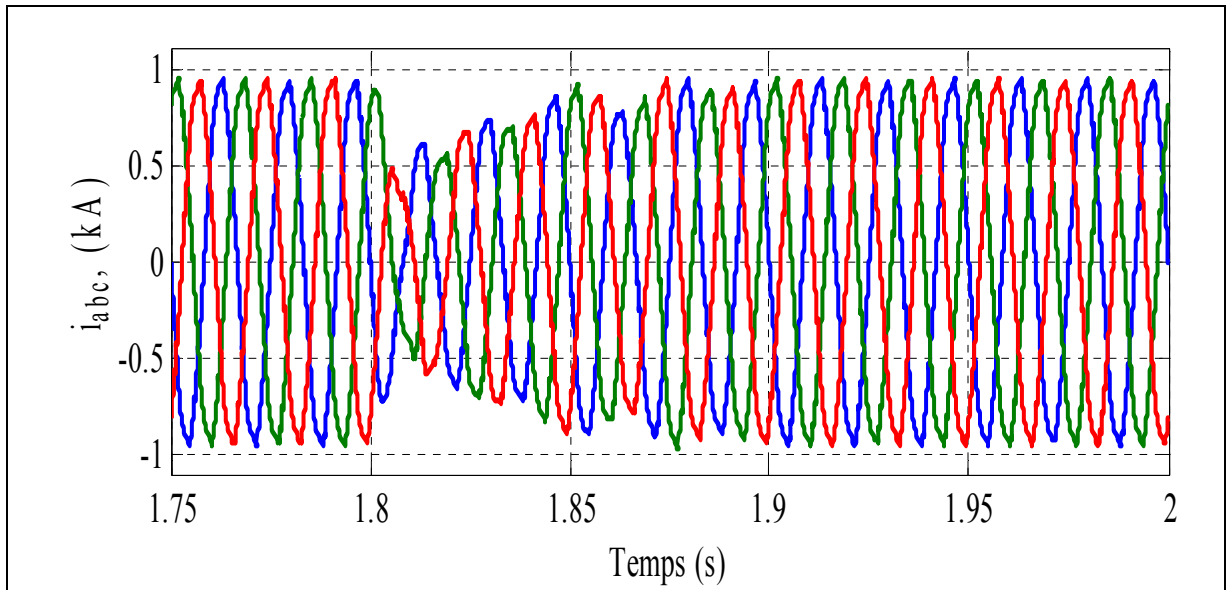


Figure 3.30 Courants du réseau principal AC onshore avec scénario III

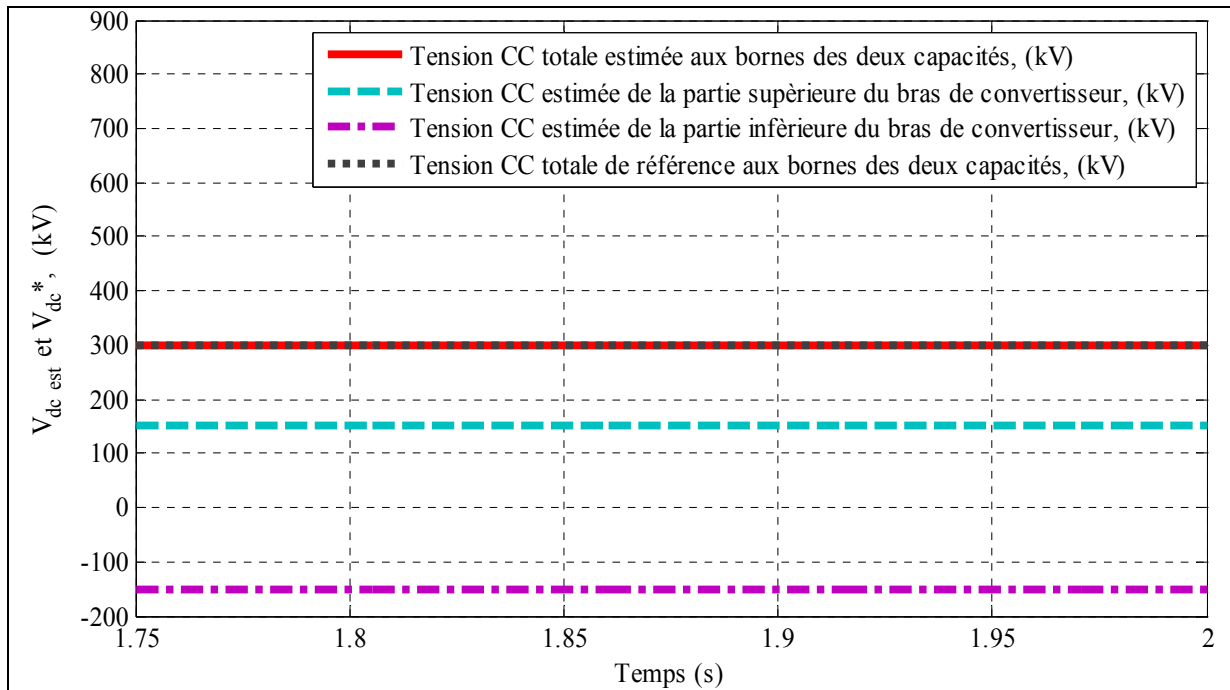


Figure 3.31 Schéma de la tension supérieure, inférieure, totale estimées et de référence totale aux bornes des deux condensateurs du convertisseur de la station 2 onshore avec scénario III

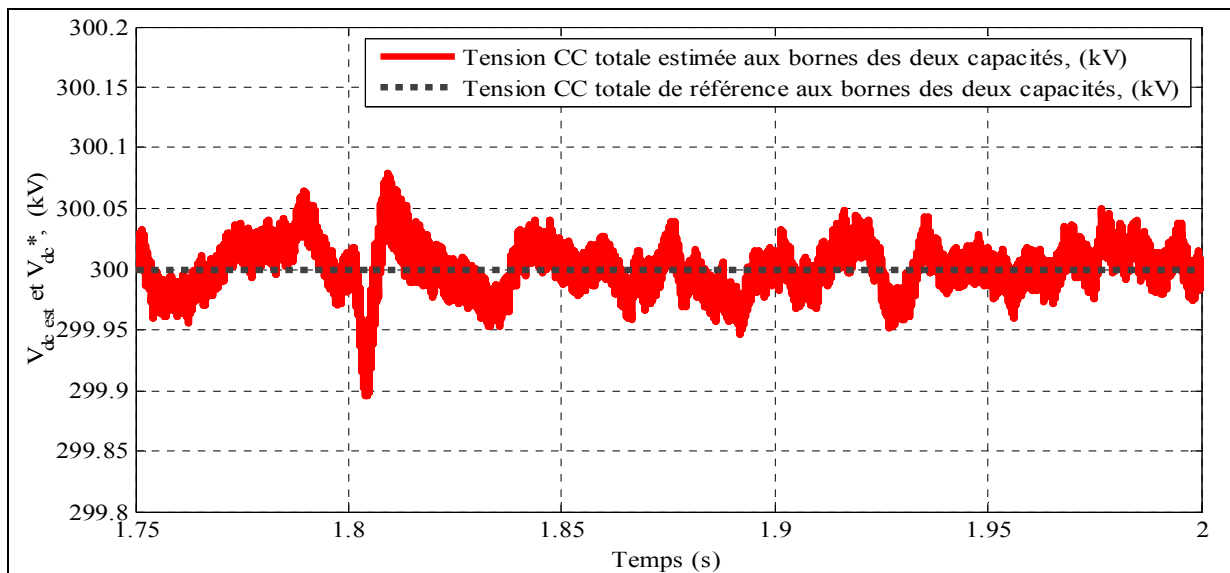


Figure 3.32 Schéma de la tension totale estimée et de référence zoomées de la station 2 onshore avec scénario III

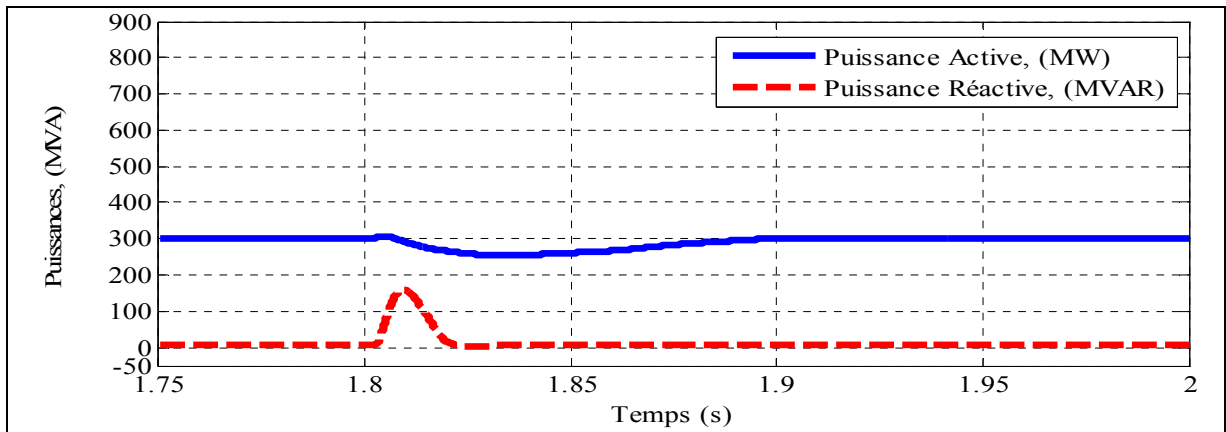


Figure 3.33 Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau offshore de la station 1 3L-NPC VSC-HVDC avec scénario III

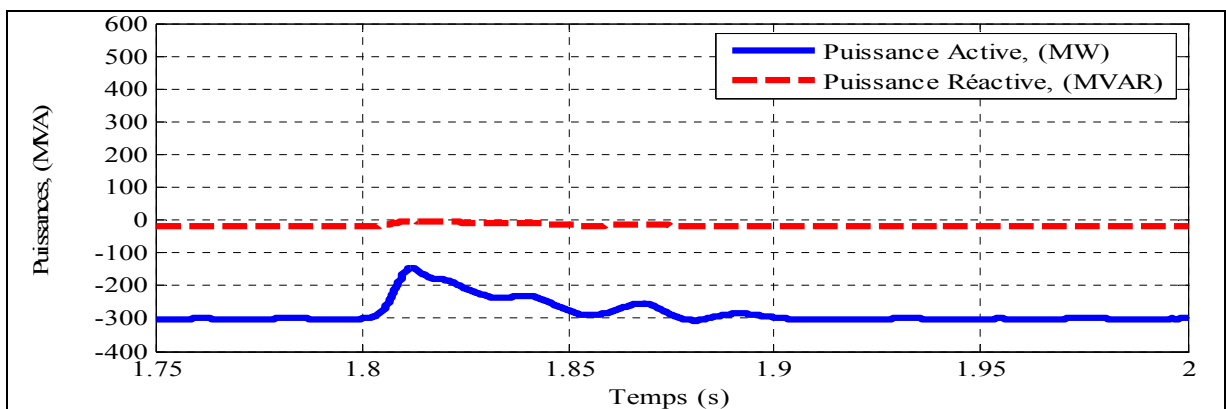


Figure 3.34 Schéma de la puissance (active et réactive) au niveau du réseau onshore de la station 2 3L-NPC VSC-HVDC avec scénario III

Les résultats obtenus par l'algorithme proposé (Benadja et Chandra, 2015) sont comparés aux résultats présentés dans les travaux de (Shuhui, Haskew et Ling, 2010) (Muyeen, Takahashi et Tamura, 2010) concernant le scénario I (défaut apparu au PCC côté réseau principal AC onshore), dans les travaux de (Bernal-Perez et al., 2013) (Blasco-Gimenez et al., 2011) pour le scénario II (défaut apparu au PCC côté réseau AC offshore) et dans les travaux de (Bernal-Perez et al., 2013) (Yousefpoor, Narwal et Bhattacharya, 2015) pour le scénario III (défaut DC). Ces comparaisons sont illustrées dans les tableaux suivants :

Tableau 3.2 Comparaison des résultats pour le scénario I

	(Shuhui, Haskew et Ling, 2010)	(Muyeen, Takahashi et Tamura, 2010)	(Benadja et Chandra, 2015)
Défaut au PCC du côté réseau AC onshore	SLG, LLG $T_t = 2 \div 4$ s $T_{Set} = 0.4$ s	3LG $T_t = 0 \div 2$ s $T_{Set} = 4$ s	3LG $T_t = 1.9 \div 1.91$ s $T_{Set} = 0.15$ s
$V_{abc}$ (OWF), [kV]	$V_{ac} \pm \Delta V_{ac}$ $= 1.09 \pm_{0.00}^{0.01}$ pu	$V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ $= 1.0$ $\pm 0$ pu	$V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ $\cong 258 \pm 0$
$V_{dc}$ (OWF), [kV]	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 200$ $\pm 4$	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 6 \pm 0.5$	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 300 \pm 0$
$V_{abc}$ (Off), [kV]	$1.0 \pm 0.5$ pu	$V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ $= 1.0 \pm_{0.4}^{0.2}$ pu	$V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ $\cong 258 \pm 0$
$i_{abc}$ (Off), [kA]	X	X	$i_{L-N} \pm \Delta i_{L-N} \cong 0.75 \pm 0$
$V_{dc}$ (Off), [kV]	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 200$ $\pm 4$	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 300 \pm_{20}^{30}$	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 300 \pm_{0.03}^{0.05}$
$V_{abc}$ (On), [kV]	$V_{ac} \pm \Delta V_{ac}$ $= 1 \pm 0.1$ pu	$V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ $= 1.0 \pm_{1.0}^{0.2}$ pu	$V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ $\cong 258 \pm_{258}^{0.0}$
$i_{abc}$ (On), [kA]	X	X	$i_{L-N} \pm \Delta i_{L-N} \cong 0.75 \pm_{0.0}^{0.35}$
$V_{dc}$ (On), [kV]	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 200$ $\pm 4$	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 300 \pm_{20}^{40}$	$V_{dc} \pm \Delta V_{dc} = 300 \pm_{0.0}^{0.2}$
P (Off), [MW]	$P \pm \Delta P = +30 \pm 10$	$P \pm \Delta P = 200 \pm 100$	$P \pm \Delta P = 300 \pm 0$
Q (Off), [MVAR]	$Q \pm \Delta Q = -40 \pm 10$	X	$Q \pm \Delta Q = 0 \pm 0$
P (On), [MW]	$P \pm \Delta P = -30 \pm 5$	$P \pm \Delta P = 300 \pm_{300}^{25}$	$P \pm \Delta P = -300 \pm_{0.0}^{300}$
Q (On), [MVAR]	$Q \pm \Delta Q = -0.5 \pm_{40}^0$	$Q \pm \Delta Q = 0 \pm_{0.0}^{25}$	$Q \pm \Delta Q = 0 \pm 0$
Transformateur (T1)	X	Rapport de transformation $= 0.02$ Tension primaire 3kV Tension secondaire 150kV Courant primaire 60kA Courant secondaire 1.2kA	Rapport de transformation = 0.47 Tension primaire 150kV Tension secondaire 315kV Courant primaire 1.63kA Courant secondaire 0.8kA
Transformateur (T2)	X	Rapport de transformation $= 1$ Tension primaire 150kV Tension secondaire 150kV Courant primaire 1.2kA Courant secondaire 1.2kA	Rapport de transformation = 2.1 Tension primaire 315kV Tension secondaire 150kV Courant primaire 0.8kA Courant secondaire 1.63kA
Transformateur (T3)	X	Rapport de transformation $= 0.3$ Tension primaire 150kV Tension secondaire 500kV Courant primaire 1.2kA Courant secondaire 4kA	Rapport de transformation = 0.47 Tension primaire 150kV Tension secondaire 315kV Courant primaire 1.63kA Courant secondaire 0.8kA

Tableau 3.3 Comparaison des résultats pour le scénario II

	(Bernal-Perez et al., 2013)	(Blasco-Gimenez et al., 2011)	(Benadja et Chandra, 2015)
Défaut au PCC du côté réseau AC offshore	3LG $T_t = 0.1 \div 0.5s$ $T_{Set} = 0.85 s$	3LG $T_t = 0.1 \div 0.3s$ $T_{Set} = 0.54 s$	3LG $T_t = 1.9 \div 1.91s$ $T_{Set} = 0.15 s$
$V_{abc}$ (OWF), $V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ , [kV]	$1.0 \pm_{1.0}^{0.0}$ pu	$1.0 \pm_{0.2}^{0.22}$ pu	$258 \pm 0$
$V_{dc}$ (OWF), $V_{dc} \pm \Delta V_{dc}$ , [kV]	$1.0 \pm_{0.9}^{1.2}$ pu	X	$300 \pm 0$
$V_{abc}$ (Off), $V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ , [kV]	$1.0 \pm_{1.0}^{0.0}$ pu	$1.0 \pm_{0.2}^{0.22}$ pu	$258 \pm_{258}^{0.0}$
$i_{abc}$ (Off), $i_{L-N} \pm \Delta i_{L-N}$ , [kA]	X	$1.0 \pm_{1.0}^{0.2}$ pu	$0.75 \pm_{0.0}^{0.35}$
$V_{dc}$ (Off), $V_{dc} \pm \Delta V_{dc}$ , [kV]	$1.0 \pm_{0.9}^{1.2}$ pu	$1.0 \pm_{1.0}^{0.22}$ pu	$300 \pm_{0.0}^{0.2}$
$V_{abc}$ (On), $V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}$ , [kV]	$1.0 \pm_{0.0}^{0.2}$ pu	$1.0 \pm_{0.8}^{0.2}$ pu	$258 \pm 0$
$i_{abc}$ (On), $i_{L-N} \pm \Delta i_{L-N}$ , [kA]	X	$1.0 \pm_{2.0}^{0.8}$ pu	$0.75 \pm_{0.5}^{0.0}$
$V_{dc}$ (On), $V_{dc} \pm \Delta V_{dc}$ , [kV]	$1.0 \pm_{1.0}^{1.2}$ pu	$1.0 \pm_{0.8}^{0.2}$ pu	$300 \pm_{0.5}^{0.3}$
P (Off), $P \pm \Delta P$ , [MW],	$1.0 \pm_{1.0}^{0.0}$ pu	$1.0 \pm_{1.0}^{0.22}$ pu	$300 \pm_{300}^{0.0}$
Q (Off), $Q \pm \Delta Q$ , [MVAR]	$0 \pm_{0.3}^{0.2}$ pu	$0 \pm_{0.8}^{0.2}$ pu	$0 \pm_{0.0}^{20}$
P (On), $P \pm \Delta P$ , [MW],	$1.0 \pm_{2.0}^{0.0}$ pu	$1.0 \pm_{1.0}^{0.0}$ pu	$-300 \pm_{0.0}^{300}$
Q (On), $Q \pm \Delta Q$ , [MVAR]	$0 \pm_{0.8}^{0.4}$ pu	$0 \pm_{0.4}^{0.0}$ pu	0

Tableau 3.4 Comparaison des résultats pour le scénario III

	(Bernal-Perez et al., 2013)	(Yousefpoor, Narwal et Bhattacharya, 2015)	(Benadja et Chandra, 2015)
Défaut DC	$T_t = 0.1 \div 0.5s$ $T_{Set} = 0.75 s$	$T_t = 0.9 \div 1.2s$ $T_{Set} = 0.7 s$	$T_t = 1.8 \div 1.85s$ $T_{Set} = 0.15 s$
$V_{abc} \text{ (OWF)}, V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}, [kV]$	X	X	$258 \pm 0$
$V_{abc} \text{ (Off)}, V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}, [kV]$	$1.0 \pm_{0.8}^{0.0} pu$	X	$258 \pm 0$
$i_{abc} \text{ (Off)}, i_{L-N} \pm \Delta i_{L-N}, [kA]$	X	$2.5 \pm_{2.5}^{0.0}$	$0.75 \pm 0.15$
$V_{dc} \text{ (Off)}, V_{dc} \pm \Delta V_{dc}, [kV]$	$1.0 \pm_{0.9}^{1.5} pu$	$320 \pm_{320}^{1.5}$	$300 \pm_{0.3}^{0.15}$
$V_{abc} \text{ (On)}, V_{L-N(max)} \pm \Delta V_{L-N(max)}, [kV]$	$1.0 \pm_{0.0}^{0.2} pu$	X	$258 \pm 0$
$i_{abc} \text{ (On)}, i_{L-N} \pm \Delta i_{L-N}, [kA]$	X	$2.5 \pm_{2.5}^{0.0}$	$0.75 \pm_{0.25}^{0.0}$
$V_{dc} \text{ (On)}, V_{dc} \pm \Delta V_{dc}, [kV]$	$1.0 \pm_{0.7}^{1.2} pu$	$320 \pm_{320}^{1.5}$	$300 \pm 0.1$
$P \text{ (Off)}, P \pm \Delta P, [MW],$	$1.0 \pm_{2.0}^{0.0} pu$	$320 \pm_{320}^{0.0}$	$300 \pm_{50}^{0.0}$
$Q \text{ (Off)}, Q \pm \Delta Q, [MVAR]$	$0 \pm_{0.3}^{0.2} pu$	X	$0 \pm_{0.0}^{150}$
$P \text{ (On)}, P \pm \Delta P, [MW],$	$1.0 \pm_{2.0}^{0.0} pu$	$320 \pm_{320}^{0.0}$	$-300 \pm_{0.0}^{150}$
$Q \text{ (On)}, Q \pm \Delta Q, [MVAR]$	$0 \pm_{0.3}^{0.0} pu$	X	0

Où:

SLG: Une phase à la terre

LLG: Deux phases à la terre

3LG: Trois phases à la terre

 $T_{set}$ : Temps de stabilisation $T_t$ : Temps de transition $V_{abc} \text{ (OWF)}$ : Tensions alternatives au niveau du bus AC du parc éolien $V_{dc} \text{ (OWF)}$ : Tension continue au niveau du bus DC offshore $V_{abc} \text{ (Off)}$ : Tensions alternatives au niveau du réseau offshore à côté de la station 1 $i_{abc} \text{ (Off)}$ : Courants alternatifs au niveau du réseau offshore à côté de la station 1

$V_{dc}$ (Off):	Tension totale aux bornes des deux condensateurs, de la partie supérieure et inférieure du bras de convertisseur de la station 1
$V_{abc}$ (On):	Tensions alternatives au niveau du réseau onshore à côté de la station 2
$i_{abc}$ (On):	Courants alternatifs au niveau du réseau onshore à côté de la station 2
$V_{dc}$ (On):	Tension totale aux bornes des deux condensateurs, de la partie supérieure et inférieure du bras de convertisseur de la station 2
$\Delta V_{dc}$ :	Dépassement de la tension du bus DC
$V_{L-N}$ :	Tension entre la ligne et le neutre
$\Delta V_{L-N}$ :	Dépassement de la tension alternative au niveau du bus AC offshore du parc éolien et la tension AC à côté de la station VSC onshore 2
$i_{L-N}$ :	Courant entre la ligne et le neutre
$\Delta i_{L-N}$ :	Dépassement du courant alternatif au niveau du bus AC offshore du parc éolien et du courant alternatif à côté de la station VSC onshore 2
$V_{ac}$ :	Tension du bus AC aux PCC1 et PCC2
$\Delta V_{ac}$ :	Dépassement de la tension du bus AC aux PCC1 et PCC2
$P$ (Off):	Puissance active au niveau du réseau offshore à côté de la station 1 offshore
$Q$ (Off):	Puissance réactive au niveau du réseau offshore à côté de la station 1 offshore
$P$ (On):	Puissance active au niveau du réseau onshore à côté de la station 2 onshore
$Q$ (On):	Puissance réactive au niveau du réseau onshore à côté de la station 2 onshore
$\Delta P$ :	Dépassement de la puissance active
$\Delta Q$ :	Dépassement de la puissance réactive
$X$ :	Non présenté

Suite aux résultats présentés dans les tableaux 3.2, 3.3 et 3.4 on note que la stratégie de contrôle proposée démontre sa supériorité par rapport aux autres stratégies des cinq travaux de recherches (Shuhui, Haskew et Ling, 2010) (Muyeen, Takahashi et Tamura, 2010) (Bernal-Perez et al., 2013) (Blasco-Gimenez et al., 2011) (Yousefpoor, Narwal et Bhattacharya, 2015). Les résultats de simulation démontrent que:

- le contrôle développé utilisant l'algorithme EKF pour les deux stations montre son efficacité en présence des défauts AC et DC (scénarios I, II et III) et minimise leurs impacts sur l'ensemble du système;
- l'impact du défaut des scénarios I, II et III sur l'amplitude du courant AC côté réseau principal a été nettement réduit et le temps de réponse du système est amélioré.

La norme de temps de réponse réel d'un réseau d'alimentation électrique, comme suggéré dans (Xiaodong et al., 2014), peut aller jusqu'à 150 ms. Cette exigence est difficile à obtenir, en particulier, dans les systèmes VSC-HVDC interconnectés avec des parcs éoliens. En l'absence d'une stratégie de contrôle approprié, ce genre de défaut peut entraîner un important dommage aux installations électriques. C'est pour cela que plusieurs travaux de recherche (Erlich, Feltes et Shewarega, 2014) (Elserougi et al., 2014) (Geng, Zheng et Yuzhi, 2014) (Xiaojie et al., 2015) ont été entrepris dans ce domaine afin de résoudre cette problématique du défaut (AC et DC). La plupart de ces études ont apporté une amélioration de la qualité de l'énergie en cas de défaut, tout en atténuant leurs effets sur le système. Toutefois, le temps de réponse et l'amplitude des variables mesurées restent plus élevés. La comparaison faite avec la recherche proposée (Benadja et Chandra, 2015), citée dans les tableaux 3.2, 3.3 et 3.4, montre l'amélioration de la qualité de l'énergie, la rapidité du temps de réponse et la minimisation de l'effet du défaut sur l'amplitude des courants du réseau AC offshore et onshore.

### 3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, l'utilisation de l'algorithme EKF comme observateur d'état des paramètres dans le contrôle des convertisseurs du système étudié a été présenté. Nous remarquons que l'association de l'algorithme EKF et le MPPT proposé a contribué à l'amélioration de l'efficacité énergétique de l'installation (maximisation de la puissance extraite de l'éolienne et amélioration de la qualité de l'énergie). Du point de vue technique et économique, et grâce à ces paramètres estimés, le système global est devenu moins encombrant et moins coûteux (élimination de 303 capteurs utilisés respectivement pour les mesures des vitesses de rotation



des PMSGs (150 capteurs), pour les mesures des positions de rotor des PMSGs (150 capteurs) et pour les mesures des tensions continues du bus DC offshore (1 capteur) et des deux bus DC des stations à trois niveaux offshore et onshore (2 capteurs)). En plus de l'économie réalisée, l'algorithme EKF contribue aussi à la limitation d'intervention des services de maintenance en cas des pannes de ces capteurs dans l'installation.

Du point de vue amélioration de la qualité de l'énergie, de la réduction de l'impact du défaut et de la stabilité du système, l'algorithme EKF en association avec les commandes des deux stations a contribué grandement pour atteindre ces objectifs.

Pour les trois scénarios de défaut (défaut triphasé au PCC du réseau AC offshore, défaut triphasé au PCC du réseau principal AC onshore et défaut DC), nous constatons que l'impact des défauts sur l'amplitude des courants AC onshore a diminué, stabilité du système meilleure et qualité de l'énergie améliorée en comparaison avec les cinq travaux de recherche cités précédemment dans les trois tableaux.



## **CHAPITRE 4**

### **IMPACT DES PERFORMANCES DE LA STRATÉGIE MRAC SUR LES DÉFAUTS AC ET DC D'UN SYSTÈME HVDC**

#### **4.1 Introduction**

Dans ce chapitre, deux nouvelles contributions, dont la première concerne la diminution du coût du système en intégrant des observateurs non-linéaires basés sur des filtres de Kalman étendu (EKF) (Zhong-gang et al., 2014) (Dar, Suryanarayanan et Geisberger, 2014), la deuxième porte sur l'intégration de la commande MRAC (Qingsong et Minping, 2014) (Khanna et al., 2014) au contrôle de la station VSC-HVDC onshore pour la minimisation de l'impact des défauts AC et DC. Afin de faciliter le transfert de l'énergie existante sur le réseau offshore reçue par le parc éolien offshore (OWF) à la station VSC-HVDC onshore via deux câbles DC sous-marins, une commande destinée seulement au transfert de la puissance a été appliquée à la station VSC-HVDC offshore. Le contrôle de la station VSC-HVDC onshore permet la régulation de la tension continue du bus DC des deux stations VSC-HVDC ainsi que l'amélioration de la qualité d'énergie.

#### **4.2 Description du système**

Le système considéré dans cette étude est illustré à la Figure 4.1. Il s'agit de la production et du transport de l'énergie d'un parc éolienne en mer (OWF : parc éolien offshore) composé de 150 éoliennes à vitesse variables basées sur des génératrices synchrones à aimant permanent (VSWT/PMSG) vers le réseau principal AC onshore sous l'influence des trois scénarios de défaut. Les éoliennes VSWT/PMSG sont reliées en séries entre elles, chacune d'une puissance de 2 MW et possédant leur propre convertisseur AC-DC, d'où la capacité totale du parc OWF est de 300 MW. Les turbines VSWT /PMSGs du parc éolien offshore sont connectées ensuite avec le bus continu principal DC d'offshore produisant une puissance de 300 MW et transférée au bus AC d'offshore par un seul convertisseur continu-alternatif et un seul transformateur. Le transfert de l'énergie du bus AC offshore au réseau principal AC

onshore est assuré par deux stations offshore et onshore (VSC-HVDC) interconnectées entre elles par deux câbles DC de 100 km chacun de type XLPE. Les paramètres du système utilisé dans cette étude sont donnés en annexe II.

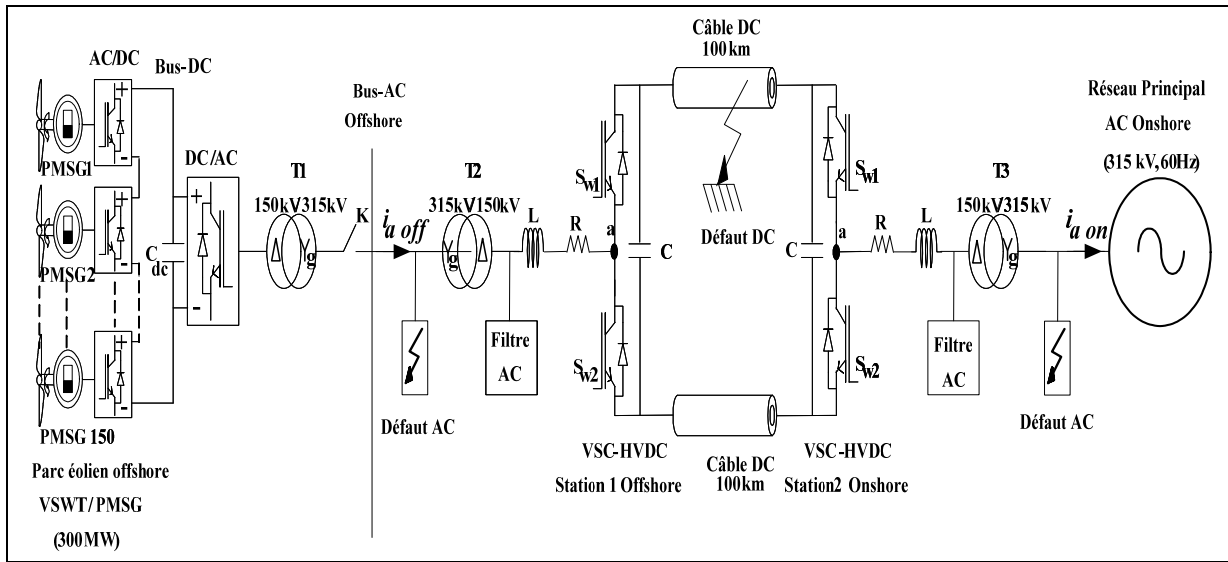


Figure 4.1 Schéma unifilaire du système étudié

### 4.3 Modélisation et contrôle du parc éolien offshore

L'équation de la puissance mécanique de l'éolienne et le coefficient de puissance  $C_p$  des turbines du parc éolien offshore sont les mêmes définies dans la section 2.2 du chapitre 2 et dans les travaux scientifiques de (Singh et Chandra, 2011) (Kim et al., 2012) (Uehara et al., 2011).

#### 4.3.1 Méthode d'extraction de la puissance maximale des éoliennes

L'algorithme MPPT utilisé pour extraire la puissance maximale disponible sur l'arbre de chaque turbine VSWT/PMSG du parc éolien est le même que celui expliqué en détail dans la section 2.4 du chapitre 2.

#### 4.3.2 Stratégie de contrôle de la PMSG avec l'algorithme MPPT et EKF

Le bloc de commande du redresseur pour chaque PMSG du parc éolien offshore avec intégration de l'algorithme MPPT et EKF est celui présenté dans la section 2.7.1 du chapitre 2.

#### 4.3.3 Stratégie de contrôle du convertisseur dc-ac connecté au bus AC offshore avec EKF

La même commande déjà présentée au chapitre 2 (section 2.7.2) sera utilisée pour le contrôle du convertisseur DC-AC à côté du bus AC offshore pour estimer la tension du bus continu  $V_{dc\ est}$ .

### 4.4 Stratégie de contrôle des stations VSC-HVDC

Les deux nouvelles approches proposées pour le contrôle des deux stations VSC-HVDC (offshore et onshore) en présence des défauts AC et DC sont détaillées dans les sections suivantes:

#### 4.4.1 Algorithme de contrôle de la station offshore VSC-HVDC

L'algorithme de contrôle de la station offshore VSC-HVDC proposé a pour objectif principal d'assurer le transfert d'énergie éolienne reçue par le bus AC offshore vers la station 2 onshore. Les équations régissant la station offshore VSC-HVDC dans le plan dq0 sont les suivantes :

$$L \frac{di_{d\ off}}{dt} + R \cdot i_{d\ off} = L \cdot \omega \cdot i_{q\ off} - d_{nd\ off} \cdot V_{dc} + v_{d\ off} = u_{d\ off} \quad (4.1)$$

$$L \frac{di_{q\ off}}{dt} + R \cdot i_{q\ off} = -L \cdot \omega \cdot i_{d\ off} - d_{nq\ off} \cdot V_{dc} + v_{q\ off} = u_{q\ off} \quad (4.2)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{d_{nd\ off}}{C} \cdot i_{d\ off} + \frac{d_{nq\ off}}{C} \cdot i_{q\ off} \quad (4.3)$$

$i_{d\ off}$ ,  $i_{q\ off}$ ,  $v_{d\ off}$  et  $v_{q\ off}$  représentent respectivement, les courants et les tensions dans le repère référentiel d-q au niveau du bus AC offshore,  $V_{dc}$  représente la tension continue mesurée aux bornes du condensateur du bus continu de la station 1 offshore, R et L représentent respectivement les résistances et les inductances de la ligne de la station offshore VSC-HVDC,  $d_{nd\ off}$  et  $d_{nq\ off}$  représentent les lois de commande dans le repère référentiel ``d-q`` et C représente la capacité du bus DC.

Le bloc de contrôle de la station offshore VSC-HVDC est montré à la Figure 4.2.

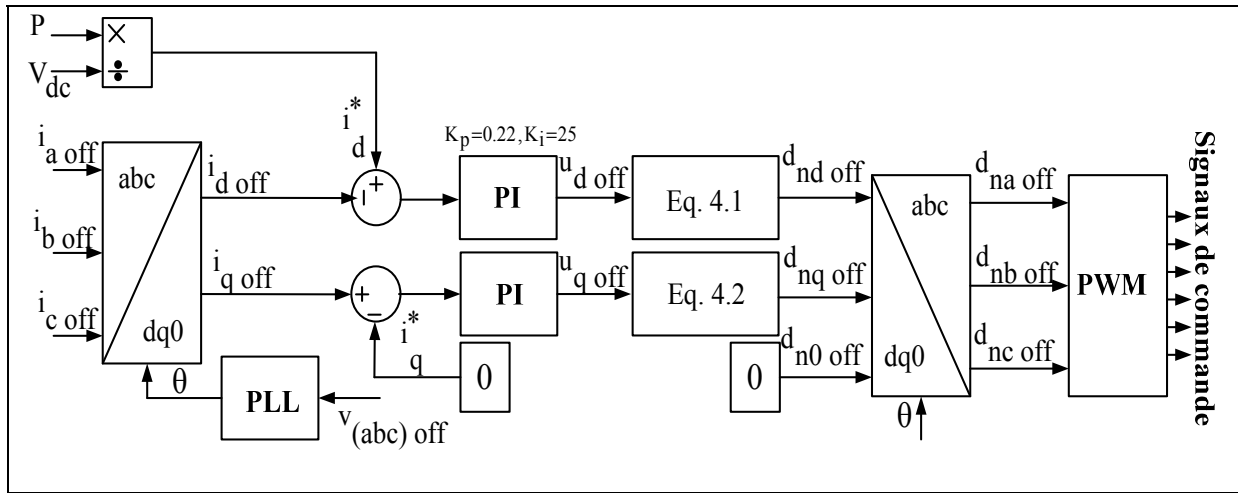


Figure 4.2 Schéma de contrôle de la station offshore VSC-HVDC

La station offshore VSC-HVDC a pour fonction de contrôler et de gérer la puissance au niveau du bus AC reçue par le parc éolien offshore vers la station onshore VSC-HVDC. La procédure de contrôle est basée sur les courants de références dans le repère ``dq0``, le courant de référence  $i_d^*$  est obtenu à partir du rapport entre la puissance de référence active P et la tension continue mesurée  $V_{dc}$  de la station offshore VSC-HVDC. Le courant de référence  $i_q^*$  est fixé à zéro ( $i_q^* = 0$ ) pour avoir un facteur de puissance unitaire au niveau de

réseau électrique et le courant homopolaire  $i_0^*$  est nul ( $i_0^* = 0$ ) du fait que les courants sont équilibrés. Ensuite, les trois courants de référence dans le référentiel dq0 ( $i_{dq0}^*$ ) sont comparés à ceux mesurés du bus AC offshore ( $i_{dq0 \text{ off}}$ ) obtenus à l'aide de la transformation de Park (abc/dq0) et de l'angle de synchronisation  $\theta$ . L'angle  $\theta$  est obtenu en utilisant la boucle de verrouillage de phase (PLL) à partir des tensions du bus AC offshore. L'erreur générée entre ces courants sert d'entrée pour les régulateurs PI, à la sortie sont obtenus des entrées équivalentes  $u_{dq \text{ off}}$  qui seront utilisées dans les calculs des lois de commande ( $d_{ndq0 \text{ off}}$ ) dans le repère ``d-q`` tout en utilisant les équations 4.1 et 4.2. La transformation inverse de Park (dq0/abc) est utilisée pour transformer les lois de commande du repère dq0 ( $d_{ndq0 \text{ off}}$ ) en ( $d_{nabc \text{ off}}$ ) selon l'axe ``abc``, ces entrées seront appliquées à la technique de modulation PWM pour générer les signaux de commande nécessaires aux commutateurs de la station offshore VSC-HVDC.

#### 4.4.2 Algorithme de contrôle de la station onshore VSC-HVDC

La nouvelle approche proposée sert à contrôler la station onshore VSC-HVDC afin de maintenir la tension continue  $V_{dc}$  constante le long de la liaison HVDC, d'assurer le transfert de l'énergie reçue par la station offshore VSC-HVDC au réseau principal AC onshore, d'améliorer la qualité d'énergie sur le réseau AC onshore et d'assurer la stabilité du système lorsque les défauts AC et DC sont apparues. Les équations qui définissent la station onshore VSC-HVDC dans le plan ``dq0`` sont les suivantes :

$$L \frac{di_{d \text{ on}}}{dt} + R \cdot i_{d \text{ on}} = L \cdot \omega \cdot i_{q \text{ on}} - d_{nd \text{ on}} \cdot V_{dc} + v_{d \text{ on}} = u_{d \text{ on}} \quad (4.4)$$

$$L \frac{di_{q \text{ on}}}{dt} + R \cdot i_{q \text{ on}} = -L \cdot \omega \cdot i_{d \text{ on}} - d_{nq \text{ on}} \cdot V_{dc} + v_{q \text{ on}} = u_{q \text{ on}} \quad (4.5)$$

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{d_{nd \text{ on}}}{C} \cdot i_{d \text{ on}} + \frac{d_{nq \text{ on}}}{C} \cdot i_{q \text{ on}} \quad (4.6)$$

$i_{d\ on}$ ,  $i_{q\ on}$ ,  $v_{d\ on}$  et  $v_{q\ on}$  représentent respectivement, les courants et les tensions dans le repère référentiel d-q au niveau du réseau principal AC onshore,  $V_{dc}$  représente la tension mesurée aux bornes du condensateur de la station 2 onshore,  $R$  et  $L$  représentent respectivement la résistance et l'inductance pour chaque ligne de la station onshore VSC-HVDC,  $d_{nd\ on}$  et  $d_{nq\ on}$  représentent les lois de commande dans le repère référentiel ``d-q`` et  $C$  représente la capacité du bus DC.

Le bloc de commande de la station onshore VSC-HVDC est représenté à la Figure 4.3.

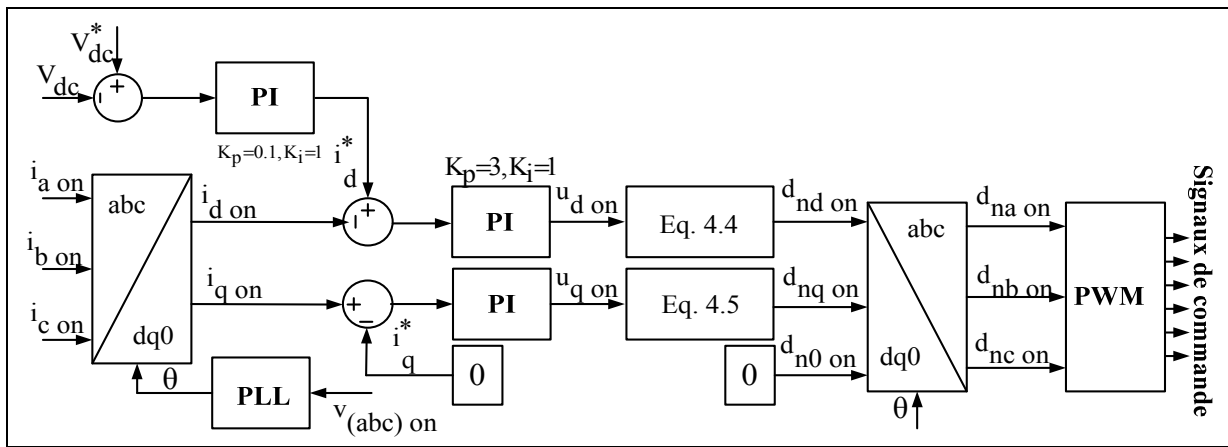


Figure 4.3 Schéma de contrôle de la station onshore VSC-HVDC

La tension mesurée  $V_{dc}$  aux bornes de la capacité du bus DC de la station onshore VSC-HVDC est comparée à la tension continue de référence  $V_{dc}^*$ . L'erreur générée sert d'entrée du régulateur proportionnel-intégrateur (PI). La sortie du régulateur PI est considérée comme un courant de référence  $i_d^*$  dans le repère ``dq0``. Le courant de référence  $i_q^*$  est fixé à zéro ( $i_q^* = 0$ ) pour avoir un facteur de puissance unitaire au niveau de réseau électrique et le courant homopolaire  $i_0^*$  est nul ( $i_0^* = 0$ ) du fait que les courants sont équilibrés. Ces courants de références  $i_{dq0}^*$  sont comparés à ceux mesurés du réseau AC onshore ( $i_{dq0\ on}$ ) obtenus en utilisant la transformation de Park (abc/dq0) et de l'angle de synchronisation  $\theta$ . L'angle  $\theta$  est obtenu en utilisant la boucle de verrouillage de phase (PLL) pour les tensions du réseau



principal AC onshore. L'erreur générée sert d'entrée pour les régulateurs PI. À la sortie des contrôleurs PI, des entrées équivalentes  $u_{dq\ on}$  dans le référentiel ``d-q``. Les signaux de sortie  $u_{dq\ on}$  sont utilisés pour le calcul des lois de commande ( $d_{ndq0\ on}$ ) dans le repère ``dq0`` en utilisant les équations 4.4 et 4.5. En appliquant la transformation de Park inverse (dq0/abc), les lois de commande dans le repère ``dq0`` ( $d_{ndq0\ on}$ ) sont transformées en ( $d_{nabc\ on}$ ) selon l'axe ``abc``. Ces lois de contrôle ( $d_{nabc\ on}$ ) servent d'entrées pour la technique de modulation PWM pour générer les signaux de commande nécessaires aux interrupteurs de la station onshore VSC-HVDC.

#### 4.4.3 Commande adaptative à modèle de référence (MRAC)

L'objectif fondamental de la commande adaptative à modèle de référence (MRAC) est d'ajuster des paramètres du système qui ne sont pas connus avec précision, d'établir la robustesse et la stabilité du système à l'égard des perturbations. La MRAC comprend quatre blocs: le modèle de référence, le système, le contrôleur (régulateur), et le mécanisme d'adaptation qui régule les paramètres du régulateur. Le schéma synoptique de la commande adaptative à modèle de référence (MRAC) est représenté à la Figure 4.4.

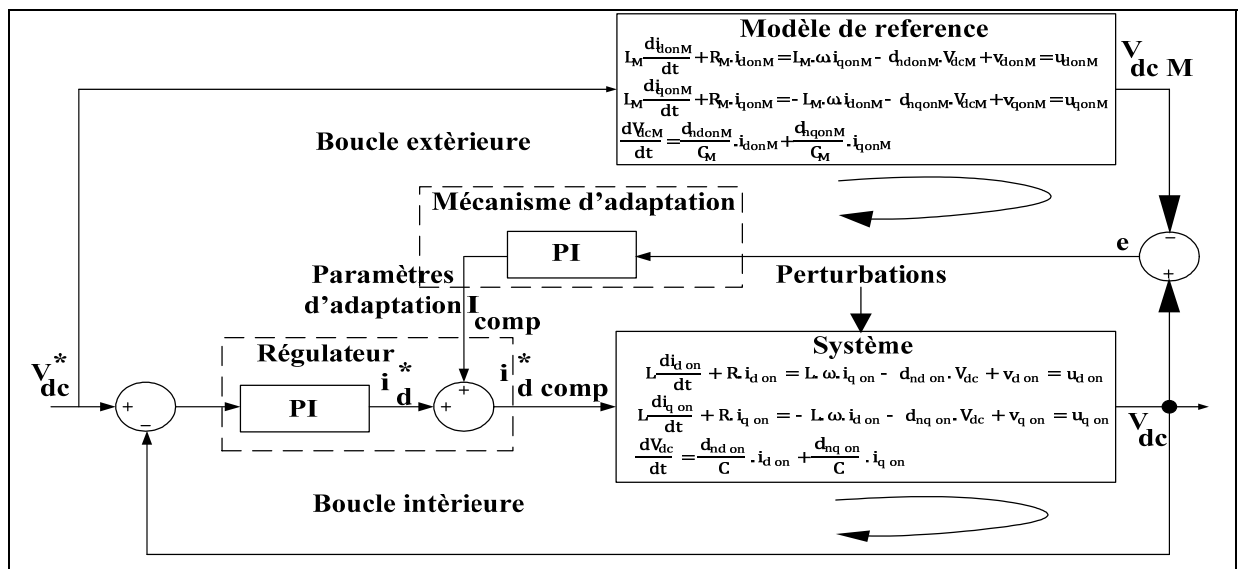


Figure 4.4 Diagramme de la commande adaptative à modèle de référence

Le mécanisme de contrôle comprend le modèle de référence avec réponse dynamique souhaitée du système sans défaut, le système réel avec réponse dynamique avec perturbations, le mécanisme d'adaptation pour ajuster les paramètres du régulateur en utilisant l'erreur  $e$  engendrée entre le système physique  $V_{dc}$  et le modèle de référence  $V_{dcM}$  pour ajuster les paramètres du régulateur.  $M$  représente les paramètres correspondant au modèle de référence.

La sortie du régulateur PI du mécanisme d'adaptation estime le signal de commande adaptative  $I_{comp}$  basé sur le modèle de référence. Le courant de compensation  $I_{comp}$  est ajouté au courant de référence sur l'axe "d"  $i_d^*$  pour obtenir le courant de référence avec compensation  $i_{d comp}^*$ . Le courant de référence avec compensation selon l'axe "d"  $i_{d comp}^*$  est comparé avec le courant mesuré selon l'axe "d"  $i_{d on}$  calculé à partir des courants du réseau principal AC onshore ( $i_{abc on}$ ) en utilisant la transformation du Park (abc/dq0). La procédure de contrôle de la station VSC-HVDC 2 onshore avec la compensation est illustrée à la Figure 4.5.

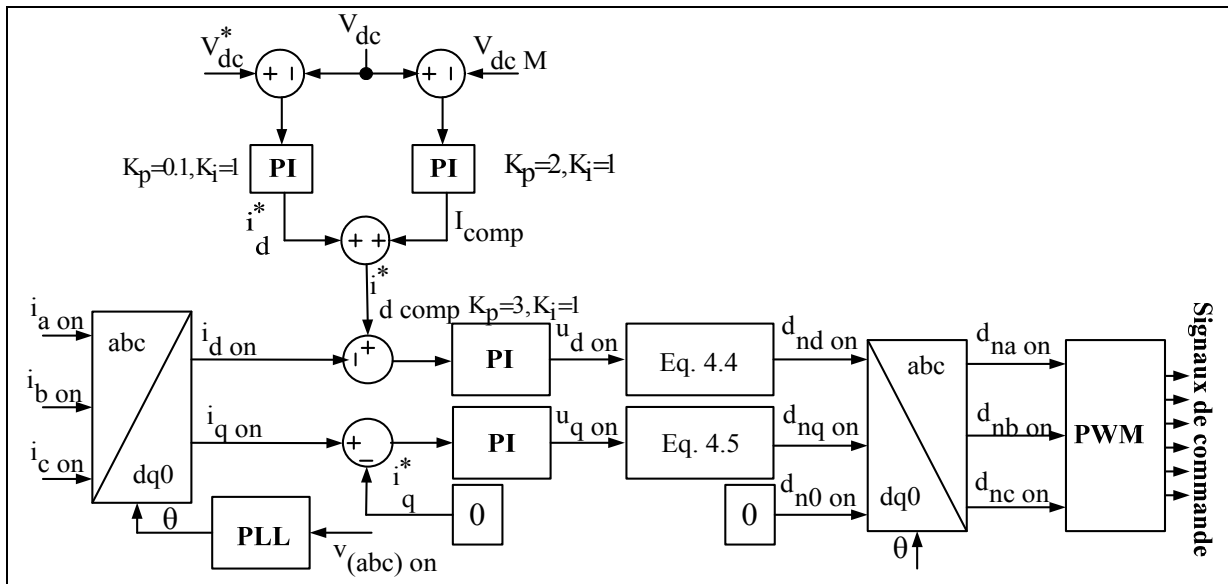


Figure 4.5 Schéma de contrôle de la station VSC-HVDC onshore associée à la commande adaptative à modèle de référence (MRAC)

## 4.5 Résultats de simulation

Pour vérifier les performances de la conception des commandes et le modèle analytique basée sur les estimateurs EKF ainsi que la nouvelle approche basée sur le modèle de référence (MRAC), trois scénarios de défauts sont pris en considération. Le système étudié est simulé en utilisant le logiciel MATLAB / Simulink. Pour la clarté des signaux durant les défauts AC et DC, le temps de simulation dans certaines figures est considéré entre (1.27s et 1.45s) et aussi entre (1.3s et 1.5s).

### 4.5.1 Fonctionnement du système dans les conditions normales

La Figure 4.6 montre les caractéristiques des turbines du parc éolien offshore obtenues en utilisant l'algorithme MPPT proposé (section 2.4 du chapitre 2). Pour les besoins des tests par simulation, les vitesses du vent au niveau du parc éolien offshore et l'angle d'inclinaison  $\beta$  pris en considération sont respectivement : (6, 7, 8 et 9 m/s et  $\beta = 0^\circ$ ). La figure montre les caractéristiques du fonctionnement approprié du programme MPPT pour l'extraction du point maximal (MPPT<sub>1</sub>, MPPT<sub>2</sub>, MPPT<sub>3</sub> et MPPT<sub>4</sub>) de la puissance de l'arbre de l'éolienne  $P_{\max}$  pour chaque vitesse de vent correspondant à la vitesse de rotation de référence  $\omega^*$  de chaque machine.

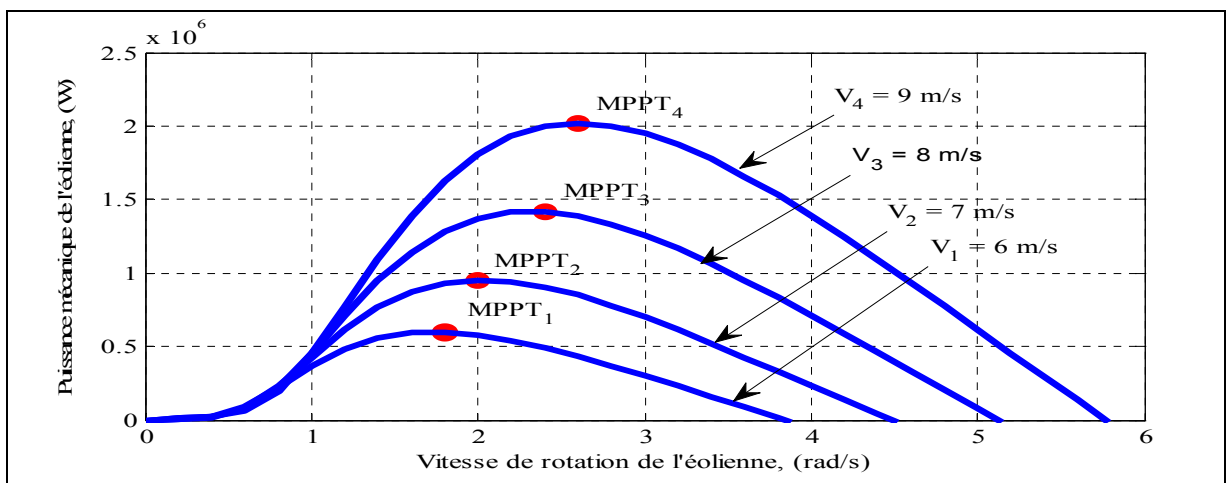


Figure 4.6 Caractéristique de l'éolienne avec MPPT pour différentes vitesses du vent

La Figure 4.7 représente la vitesse de rotation estimée et de référence d'une seule machine PMSG du parc éolien offshore. La variation de la vitesse du vent et l'inclinaison de l'angle des pâles de l'éolienne pour toute les turbines du parc éolien offshore sont considérés les mêmes. D'après ces résultats, on constate que la vitesse de rotation estimée correspond à la puissance mécanique maximale de l'éolienne et suit sa référence obtenue par l'algorithme MPPT.

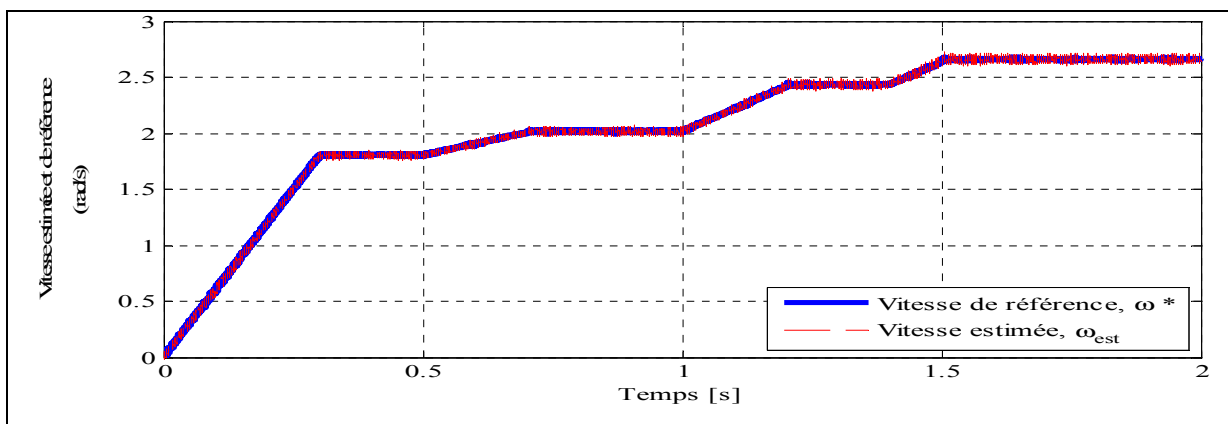


Figure 4.7 Schéma de la vitesse estimée et de référence d'une machine PMSG

En utilisant l'algorithme EKF, la position de rotor estimée et réelle d'une machine PMSG du parc éolien offshore sont représentées à la Figure 4.8.

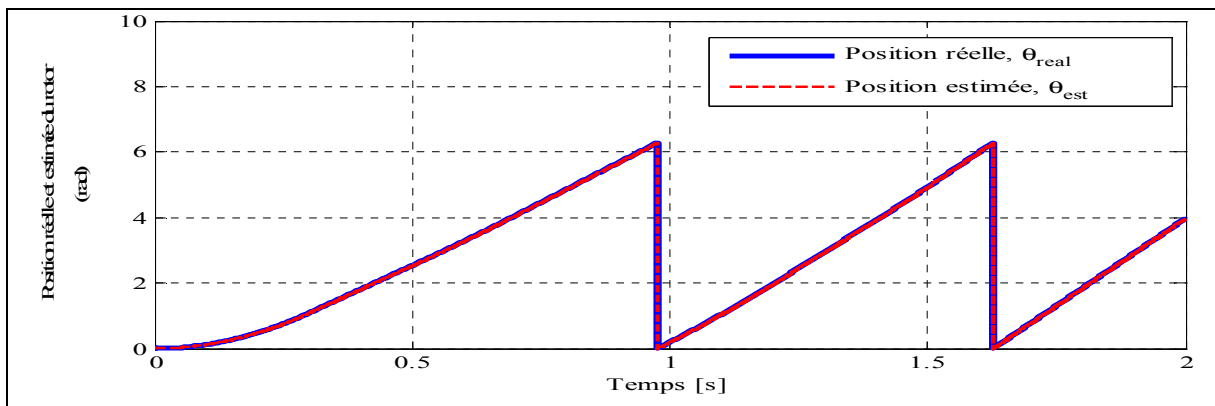


Figure 4.8 Schéma de la position estimée et réelle d'une machine PMSG

La Figure 4.9 montre les performances de l'algorithme EKF de l'estimation de la tension continue du bus DC. On remarque clairement que la tension continue estimée du bus DC suit absolument la tension continue de référence du bus DC de l'onduleur DC-AC offshore.

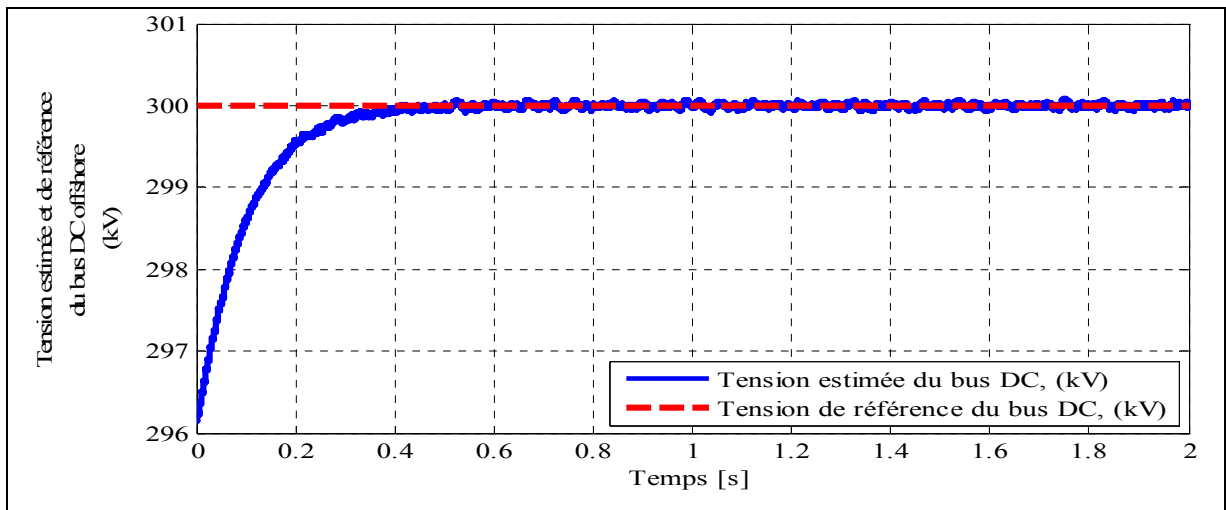


Figure 4.9 Schéma de la tension continue estimée et de référence du bus DC de l'onduleur dc-ac offshore en utilisant l'algorithme EKF

#### 4.5.2 Fonctionnement du système avec la présence des défauts

Pour évaluer les performances d'atténuations des perturbations sur le système à l'aide du contrôleur proposé, trois scénarios de défauts seront considérés.

##### 4.5.2.1 Scénario I : Défaut AC au PCC du côté réseau AC onshore

La compensation du défaut apparu au PCC du réseau AC onshore entre le temps  $t = 1,3$  s et  $t = 1,33$  s AC est réalisée en associant la commande MRAC dans le contrôle de la station 2 onshore (VSC-HVDC). Cette compensation est basée sur l'injection d'un courant de compensation  $I_{comp}$  dans le contrôle de la station 2 onshore (VSC-HVDC) du système réel comme le montre la Figure 4.10.

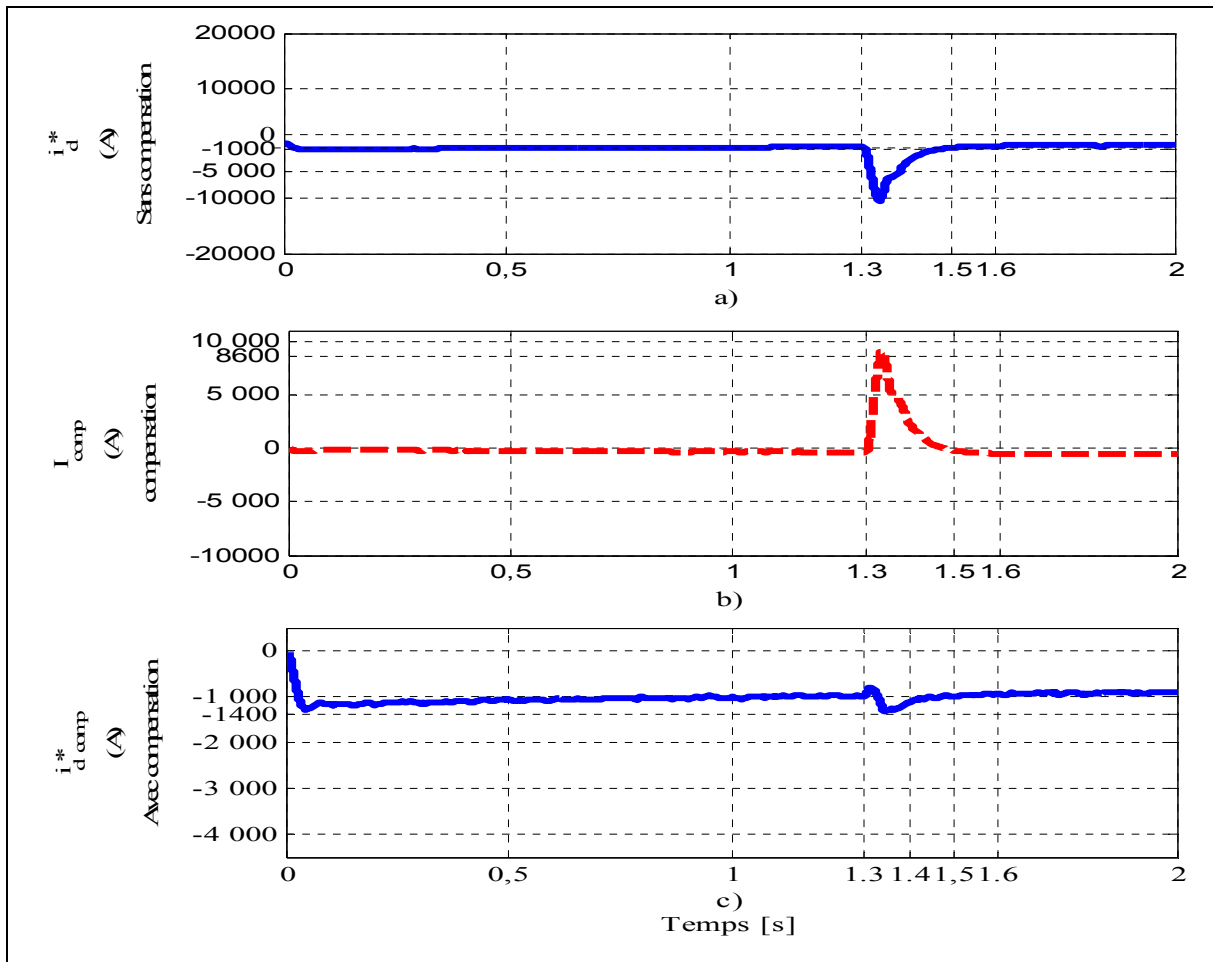


Figure 4.10 Forme d'onde avec le scénario I : a) courant de référence sur l'axe 'd' avant compensation, b) courant de compensation, c) courant de référence sur l'axe 'd' avec compensation

Cette figure montre la forme d'onde : a) courant de référence sur l'axe 'd' avant compensation ( $i_d^*$ ), b) courant de compensation ( $I_{comp}$ ), c) courant de référence sur l'axe 'd' avec compensation ( $i_{d,comp}^*$ ). Le courant de compensation est généré par le mécanisme d'adaptation de l'erreur entre la tension continue du système réel  $V_{dc}$  et celle de son modèle de référence  $V_{dcM}$ . On constate que durant le défaut AC triphasé, l'amplitude et le temps de réponse du courant de référence ( $i_d^*$ ) avant compensation ont atteint les valeurs (-10000 A et 1.5 s) et après compensation ( $i_{d,comp}^*$ ) sont diminués jusqu'à (-1400 A) pour l'amplitude et (1,4 s) pour le temps de réponse.

La réponse dynamique du système sans et avec compensation lors de l'apparition du défaut AC triphasé au niveau du PCC à côté du réseau principal AC onshore est représentée à la Figure 4.11.

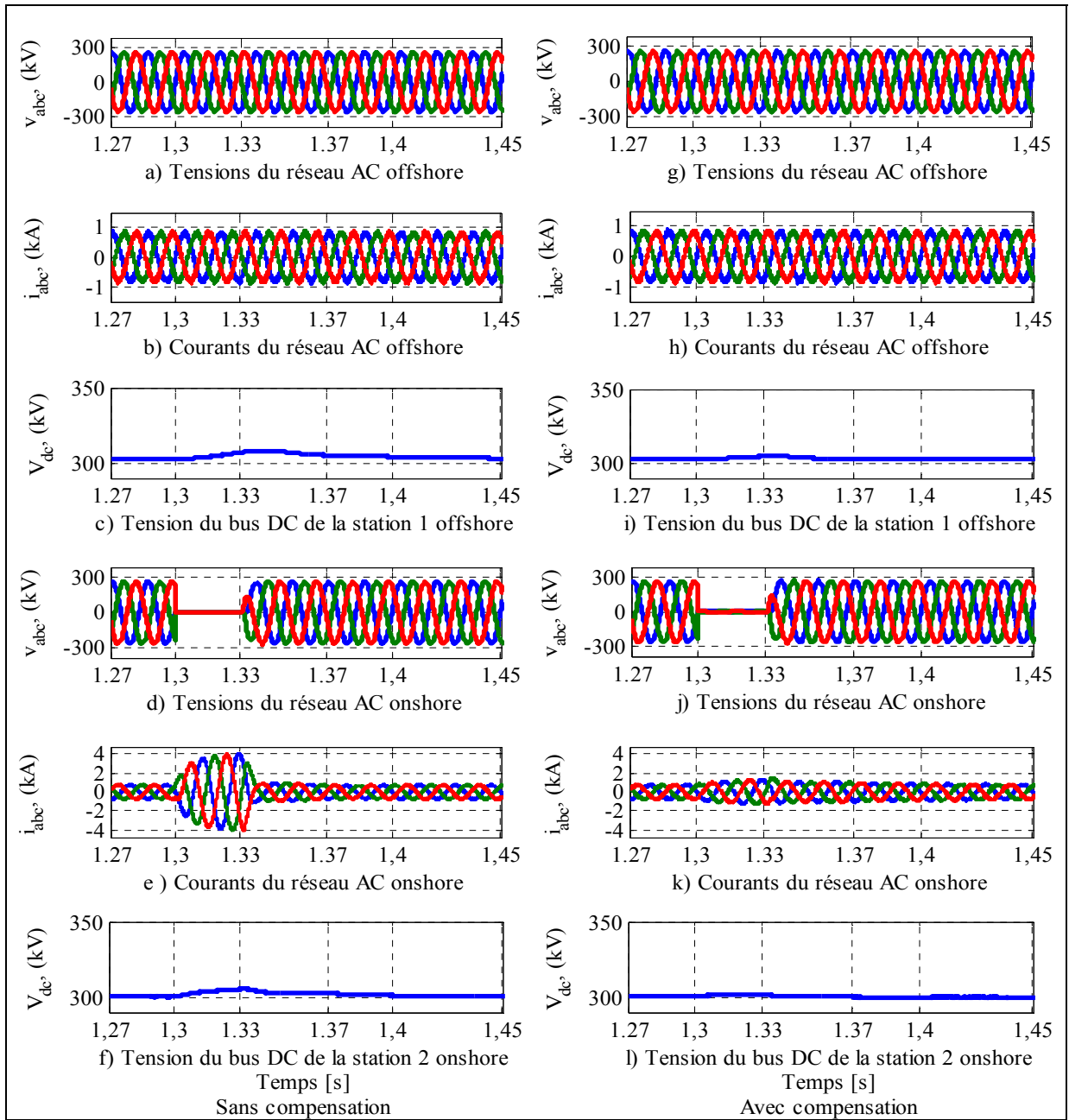


Figure 4.11 Réponse dynamique sans et avec compensation du réseau AC et du bus DC des deux stations (offshore et onshore) avec scénario I

La forme d'onde des tensions, des courants triphasés au niveau de réseau AC offshore et la tension continue du bus DC de la station 1 offshore sans compensation avec scénario I sont montrées respectivement aux Figures 4.11a, 4.11b et 4.11c. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés au niveau de réseau AC onshore et la tension continue du bus DC de la station 2 onshore sans compensation avec scénario I sont montrées respectivement aux Figures 4.11d, 4.11e et 4.11f.

La forme d'onde des tensions, des courants triphasés au niveau de réseau AC offshore et la tension continue du bus DC de la station 1 offshore avec compensation avec scénario I sont montrées respectivement aux Figures 4.11g, 4.11h et 4.11i. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés au niveau de réseau AC onshore et la tension continue du bus DC de la station 2 onshore avec compensation avec scénario I sont montrées respectivement aux Figures 4.11j, 4.11k et 4.11l.

On remarque clairement que les tensions et les courants triphasés du réseau AC offshore sont en phase et en opposition de phase du côté réseau principal AC onshore, ce qui confirme que l'énergie éolienne reçue par la station 1 offshore est transférée au réseau principal AC onshore. Il est très clair que lorsque le défaut AC triphasé se produit au PCC du côté réseau AC onshore, l'amplitude des courants du réseau principal AC onshore augmente et atteint la valeur de 4 kA (sans compensation) et a diminué et atteint la valeur de 1.6 kA quand le système est compensé. Après la période du défaut, le système récupère sa dynamique rapidement et rétablit ses formes d'ondes sinusoïdales. On remarque aussi qu'avec la compensation, l'amplitude de la tension continue du bus DC pour les deux stations VSC-HVDC augmente légèrement durant le défaut et se rétablit à sa valeur de référence 300 kV après le défaut.

L'écoulement de puissance au niveau du réseau AC des deux stations (offshore et onshore) avec compensation pour le scénario I est représenté sur la Figure 4.12. La Figure 4.12a et 4.12b, représentent respectivement la puissance active et réactive du réseau AC offshore et du réseau principal AC onshore.



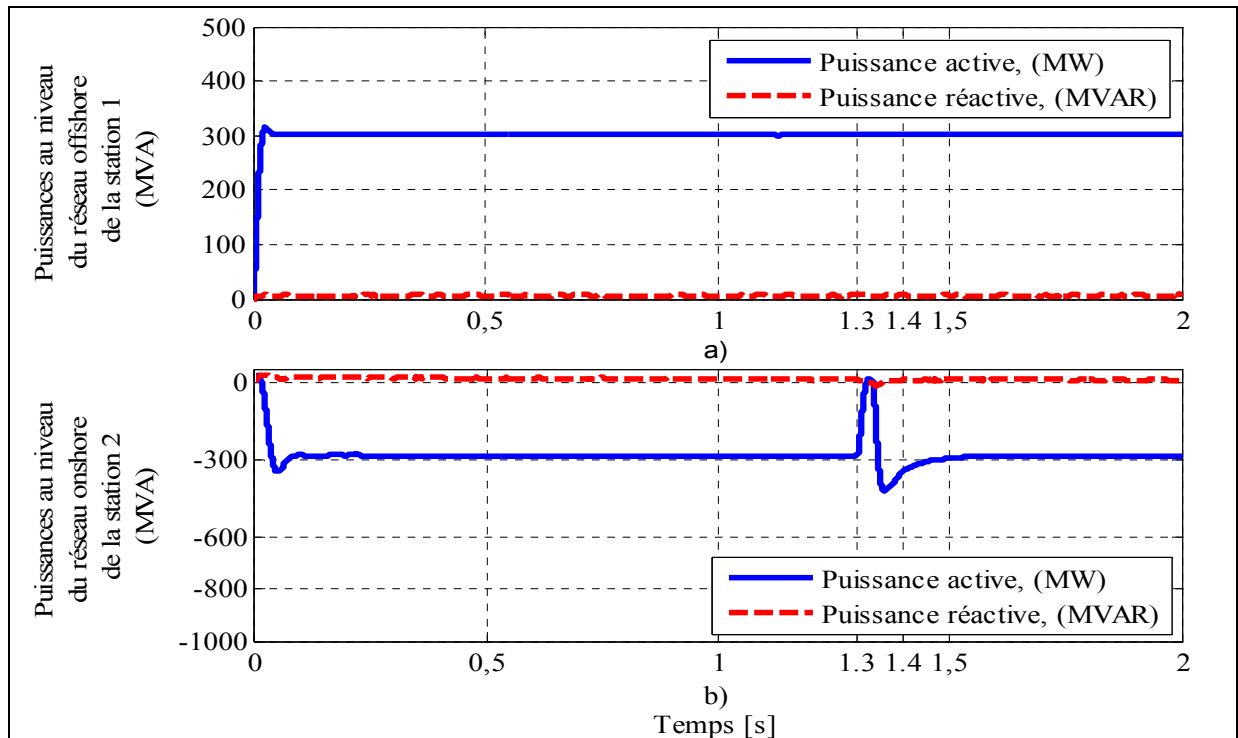


Figure 4.12 Schéma des puissances active et réactive du système avec compensation avec scénario I: a) du réseau AC offshore et b) du réseau AC onshore

On remarque que durant la présence du défaut AC triphasé, la station offshore VSC-HVDC reste opérationnelle comme est illustré à la Figure 4.12a. On constate aussi, à la Figure 4.12b, qu'avec la compensation, la puissance active de 300 MW fournie par la station 1 offshore (VSC-HVDC) est reçue par le système en pleine exploitation, mais a cessée pendant la période du défaut entre le temps  $t = 1,3$  s et  $t = 1,33$  s. Aussi, on observe une légère variation de la puissance réactive.

#### 4.5.2.2 Scénario II : Défaut AC au PCC du côté bus AC offshore

En outre, un défaut AC triphasé apparu au PCC du côté bus AC offshore entre le temps  $t = 1,3$  s et  $t = 1,33$  s a été traité et analysé et les réponses dynamiques du système sans et avec la compensation pour le scénario II sont représentées à la Figure 4.13.

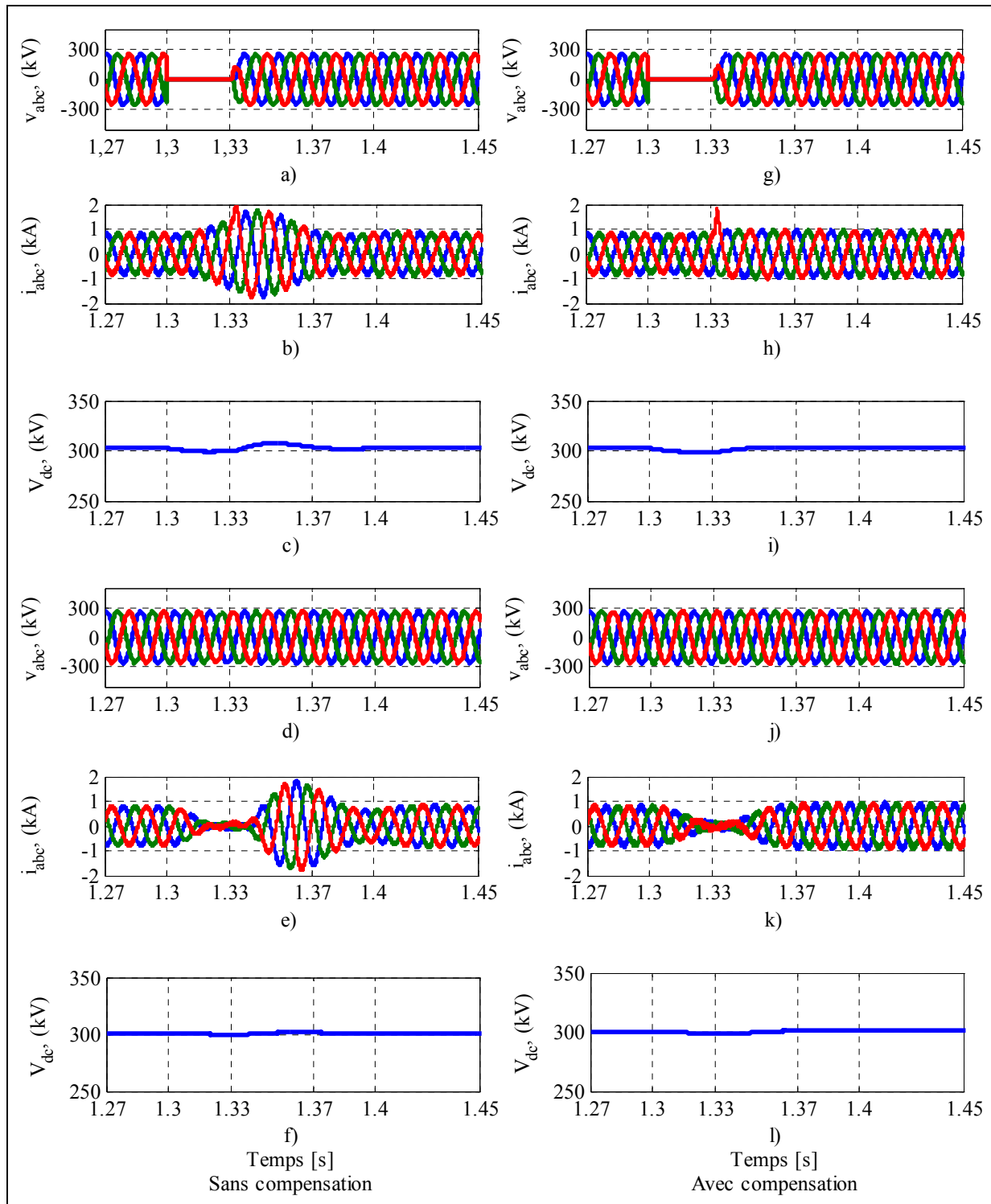


Figure 4.13 Réponse dynamique des tensions et courants du réseau AC et des tensions du bus DC des deux stations (offshore et onshore) sans et avec compensation pour le scénario II

La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau AC offshore et de la tension continue du bus DC de la station 1 offshore sans compensation pour le scénario II sont montrées respectivement aux Figures 4.13a, 4.13b et 4.13c. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau AC onshore et de la tension continue du bus DC de la station 2 onshore sans compensation pour le scénario II sont montrées respectivement aux Figures 4.13d, 4.13e et 4.13f. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau AC offshore et de la tension continue du bus DC de la station 1 offshore avec compensation pour le scénario II sont montrées respectivement aux Figures 4.13g, 4.13h et 4.13i. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau AC onshore et de la tension continue du bus DC de la station 2 onshore avec compensation pour le scénario II sont montrées respectivement aux Figures 4.13j, 4.13k et 4.13l. On remarque clairement que les tensions et les courants triphasés du réseau AC offshore sont en phase et en opposition de phase du côté réseau principal AC onshore, ce qui confirme que l'énergie éolienne reçue par la station 1 offshore est transférée au réseau principal AC onshore. Lorsque le défaut triphasé (scénario II) se produit entre 1,3 s et 1,33 s, l'amplitude des courants offshore sans compensation commence à croître jusqu'au temps  $t = 1.34\text{s}$  et atteint la valeur de 2 kA et après ce temps, cette amplitude commence à décroître jusqu'au temps  $t = 1.37\text{s}$ , puis reste constante. Durant le défaut, on observe que l'amplitude des courants onshore sans compensation diminue jusqu'à zéro et après le temps  $t = 1.34\text{s}$  elle augmente jusqu'à ce qu'elle atteigne presque 2 kA, puis diminue jusqu'au temps  $t = 1.38\text{s}$  et se stabilise à sa valeur initial. D'autre part, avec compensation, on remarque que l'amplitude des courants offshore et onshore durant le défaut triphasé diminue et se stabilise autour de 1 kA et le système récupère sa dynamique rapidement et conserve la forme d'onde sinusoïdale. On observe aussi que la tension continue du bus DC pour les deux stations VSC-HVDC sans compensation augmente pendant et après le défaut. Après cet événement, la tension du bus DC se stabilise et se maintient autour de sa valeur de référence 300 kV. Avec compensation, on observe une diminution du dépassement de l'amplitude de la tension continue du bus DC pour les deux stations VSC-HVDC et le rétablissement autour de sa valeur de référence de 300 kV.

L'écoulement de puissance entre les deux stations offshore et onshore VSC-HVDC est représenté à la Figure 4.14.

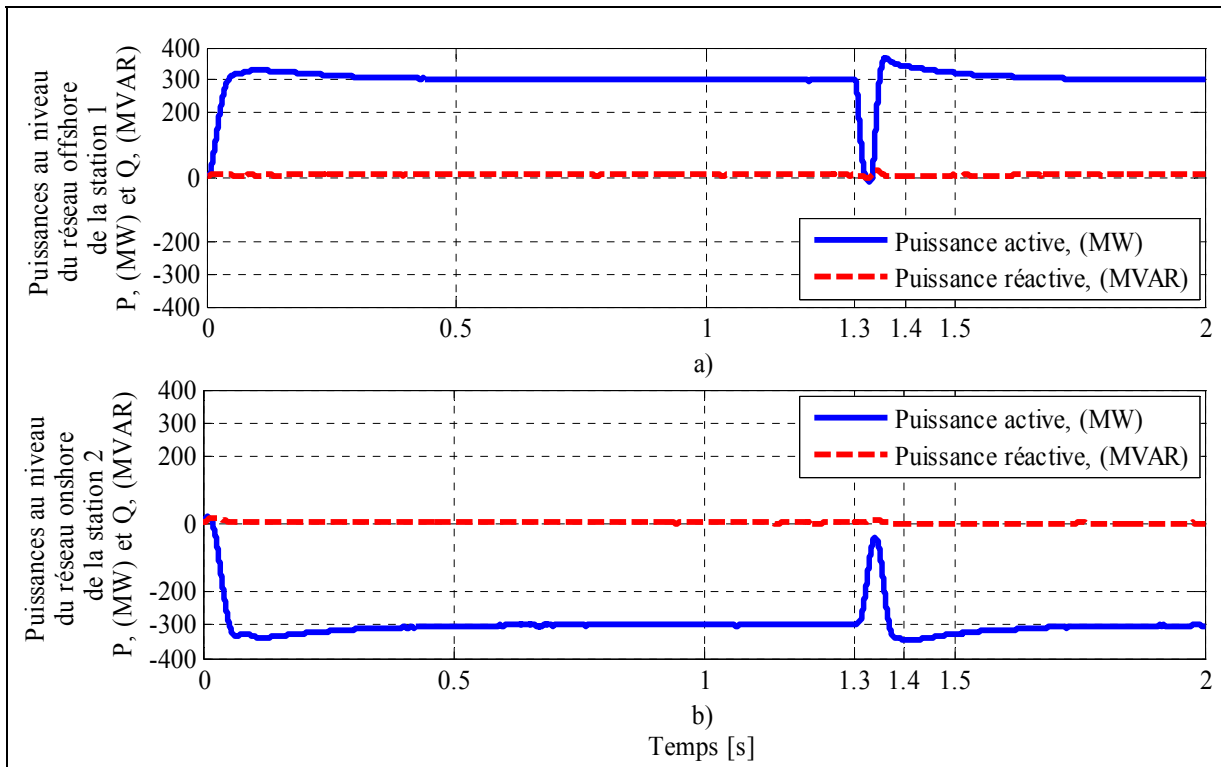


Figure 4.14 Schéma des puissances active et réactive du système compensé:  
a) du réseau AC offshore, b) du réseau AC onshore

Les Figures 4.14a et 4.14b, représentent respectivement les puissances active et réactive disponibles au réseau AC offshore et onshore des deux stations VSC-HVDC quand le système est compensé. On remarque que la station offshore fournit la puissance reçue du parc éolien offshore au réseau principal AC onshore, à l'exception de la durée du défaut, comme le montre la Figure 4.14a. D'autre part, on constate que lorsque le système est opérationnel, la puissance active de 300 MW fournie par la station offshore est bien reçue par la station 2 VSC-HVDC onshore, mais elle a diminuée pendant la période de défaut. D'autre part, durant le défaut, on peut constater qu'avec compensation, la variation de la puissance réactive n'est pas observable et la puissance active ne s'annule pas complètement. Après le défaut, le

système reprend sa stabilité et le réseau principal AC onshore commence à recevoir les 300 MW comme est illustré à la Figure 4.14b.

#### 4.5.2.3 Scénario III : Défaut DC

Un défaut DC a été testé entre  $t = 1,37$  s et  $t = 1,4$  s sur le câble DC. La réponse dynamique du système sans et avec compensation pour le scénario III est représentée à la Figure 4.15. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau AC offshore et la tension continue du bus DC de la station 1 offshore sans compensation pour le scénario III sont montrées respectivement aux Figures 4.15a, 4.15b et 4.15c. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau principal AC onshore et la tension continue du bus DC de la station 2 onshore sans compensation pour le scénario III sont montrées respectivement aux Figures 4.15d, 4.15e et 4.15f. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau AC offshore et la tension continue du bus DC de la station 1 offshore avec compensation pour le scénario III sont montrées respectivement aux Figures 4.15g, 4.15h et 4.15i. La forme d'onde des tensions, des courants triphasés du réseau principal AC onshore et la tension continue du bus DC de la station 2 onshore avec compensation pour le scénario III sont montrées respectivement aux Figures 4.15j, 4.15k et 4.15l. On remarque aussi que les tensions et les courants triphasés du réseau AC offshore sont en phase et en opposition de phase du côté réseau principal AC onshore, ce qui confirme que l'énergie éolienne reçue par la station 1 offshore est transférée au réseau principal AC onshore. Lorsque le défaut DC se produit entre le temps 1,37 s et 1,4 s, l'amplitude des courants du réseau offshore et onshore sans compensation diminue à 0,5 kA. D'autre part, avec compensation, l'amplitude des courants du réseau offshore et onshore reste stable et non déformée complètement au moment du défaut.

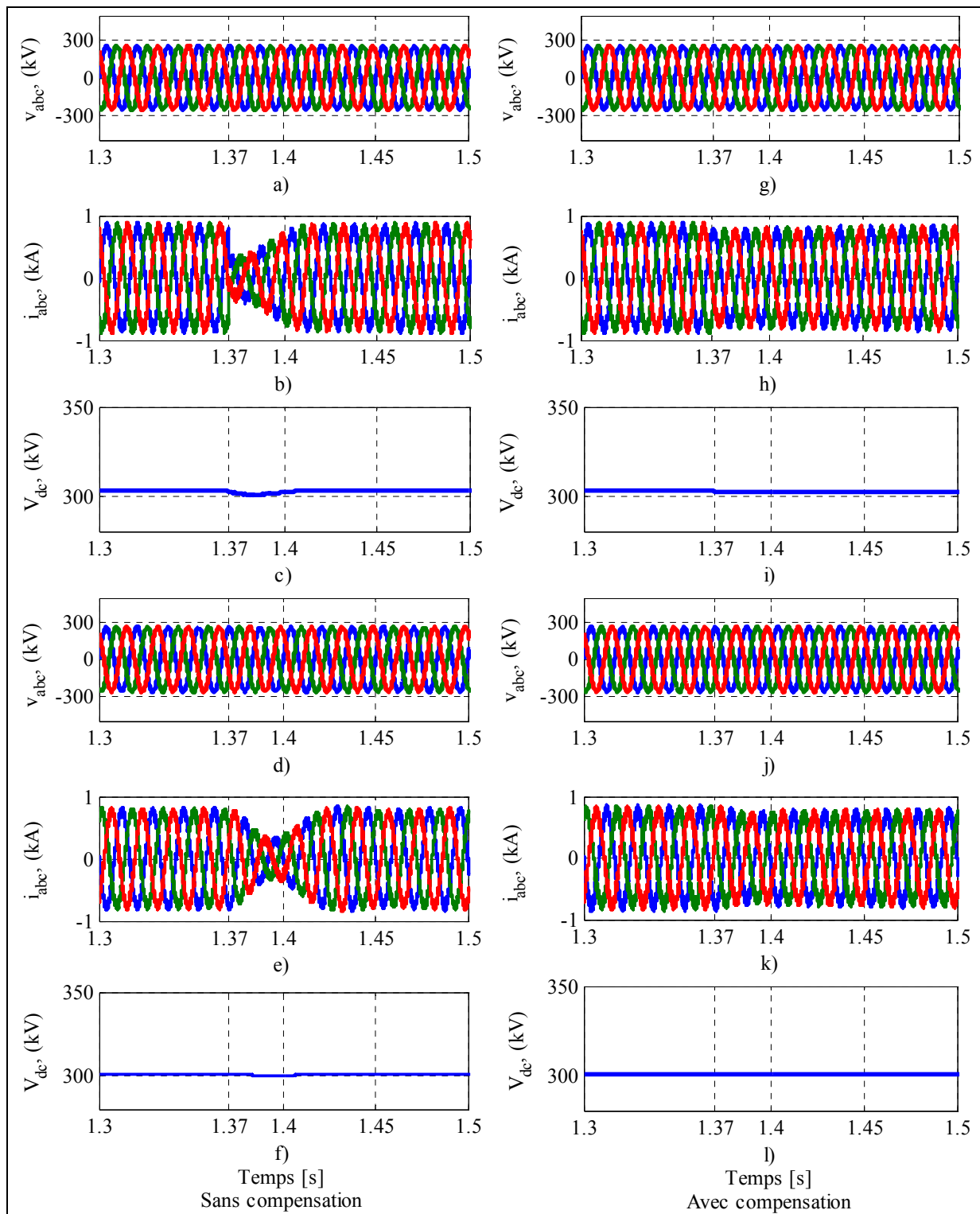


Figure 4.15 Réponse dynamique des tensions et courants du réseau AC et des tensions du bus DC des deux stations (offshore et onshore) sans et avec compensation pour le scénario III

Une légère réduction de l'amplitude des courants de réseau offshore et onshore entre le temps  $t=1,37$  s à  $t=1,4$  s est observée. Par conséquent, le système récupère rapidement sa dynamique et maintient la forme d'onde sinusoïdale tout le long de simulation. On remarque que sans compensation, l'amplitude de la tension continue du bus DC pour les deux stations est réduite pendant et après l'apparition du défaut DC. Après cet événement, la tension du bus DC se stabilise et maintient sa valeur autour de sa référence 300 kV. Avec compensation, on observe que la variation de l'amplitude de la tension continue du bus DC diminue rapidement et reprend sa stabilité autour de sa valeur de référence de 300 kV.

L'écoulement de puissance entre les deux stations offshore et onshore VSC-HVDC est représenté à la Figure 4.16.

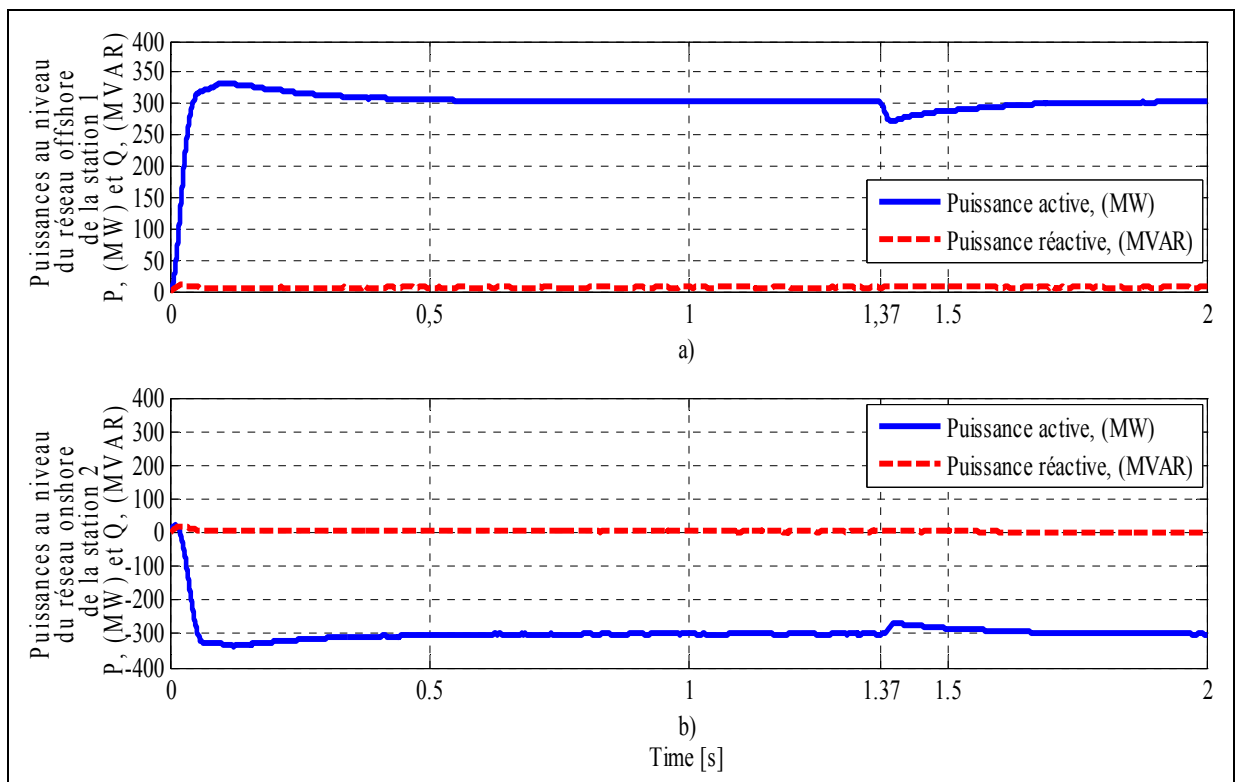


Figure 4.16 Schéma des puissances active et réactive du système compensé: a) du réseau AC offshore, b) du réseau AC onshore

Les Figures 4.16a et 4.16b, représentent respectivement les puissances active et réactive disponibles au réseau offshore et onshore des deux stations VSC-HVDC quand le système est compensé pour le scénario III. On observe que la puissance active de 300MW envoyée par le parc éolien offshore et entièrement reçue par la station 2, mais elle est réduite au moment de l'apparition du défaut DC de  $t = 1,37$  s et  $t = 1,4$  s, comme le montre la Figure 4.16a. D'autre part, durant le défaut DC, on constate qu'avec compensation, la variation de la puissance réactive n'est pas observable, le temps de stabilisation et le dépassement ont diminué et la puissance active a diminué légèrement. Après le défaut, le système reprend sa stabilité et commence à recevoir les 300 MW comme est illustré à la Figure 4.16b.

#### 4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, l'utilisation des observateurs non-linéaires basés sur l'algorithme EKF dans le contrôle des convertisseurs du parc éolien offshore ainsi que l'utilisation de la commande basée sur le modèle de référence MRAC associée au contrôle de la station VSC-HVDC onshore ont été analysés et commentés. Les vitesses de références utilisant l'algorithme MPPT et l'estimation des vitesses et des positions de rotor des machines PMSGs ainsi que l'estimation de la tension du bus DC du convertisseur DC-AC adoptant le filtre de Kalman étendu du parc éolien offshore ont été validées. Les résultats de simulation montrent que les vitesses de rotor estimées des PMSGs suivent leurs vitesses de référence respectives obtenues par l'algorithme MPPT correspondant aux puissances maximales de chaque éolienne, et la tension continue estimée du bus DC offshore suit exactement sa référence 300 kV. Le contrôle appliqué à la station 1 VSC-HVDC offshore a permis à cette dernière d'assurer efficacement le transfert de la puissance reçue par le parc éolien offshore au réseau principal AC onshore via deux câbles DC et la station 2 VSC-HVDC onshore. La nouvelle commande basée sur le modèle de référence (MRAC) est appliquée au contrôle de la station 2 VSC-HVDC onshore pour améliorer les performances du système durant la présence des défauts AC et DC.



De plus la réduction de la profondeur de l'impact du défaut qui était réduit à 60% par les travaux de recherche (Erich, Feltes et Shewarega, 2014), comparativement à la nouvelle commande proposée MRAC qui réduit la profondeur de l'impact à 35%.

En outre, on peut conclure que l'amplitude du courant du réseau onshore est réduite pour les deux autres cas de défaut: le défaut triphasé apparu au PCC du bus AC offshore et le défaut DC survenu sur le câble DC. Cette technique est capable de détecter et de compenser instantanément sans connaître à l'avance le moment de l'apparition de ces défauts (AC et DC). Dans l'ensemble, les résultats montrent la bonne qualité d'énergie dans les conditions normales et en présence des défauts. Du point de vue technico-économique, le contrôle associé de l'algorithme EKF et de l'utilisation de la commande MRAC ont permis au système d'améliorer la stabilité, la souplesse, la fiabilité, la réduction de coût et rendant le système moins encombrant (élimination de 301 capteurs utilisés respectivement pour les mesures des vitesses de rotation des PMSGs (150 capteurs), pour les mesures des positions de rotor des PMSGs (150 capteurs) et pour la mesure de la tension continue du bus DC offshore (1 capteur)). En plus de l'économie réalisée, l'algorithme EKF contribue aussi à la limitation d'intervention des services de maintenance en cas des pannes de ces capteurs dans l'installation.



## **CHAPITRE 5**

### **CONTRÔLE PAR MODE DE GLISSEMENT DE LA STATION VSC-HVDC EN PRÉSENCE D'UN DÉFAUT DC AVEC EXPÉRIMENTATION POUR UN PROTOTYPE À ÉCHELLE RÉDUITE**

#### **5.1 Introduction**

Les choix des gains des paramètres des régulateurs linéaires (P, PI, PD et PID) utilisés dans les régulations peuvent rendre le processus oscillant et même instable dues à leurs limitations causées par la saturation. De plus, les contrôleurs PI offrent une réponse très lente à toute perturbation transitoire en raison de ses gains fixes. La méthode proposée dans ce chapitre résout ce problème en utilisant le contrôle par mode de glissement (SMC) (Mor et al., 2015) (Yang et al., 2015) (Ribeiro et al., 2015). Le SMC est utilisé pour contrôler la station VSC-HVDC dans laquelle aucun régulateur (PI) n'est utilisé, ce qui donne une approche solide vers le rejet des perturbations et favorise la stabilité du système.

Pour démontrer l'efficacité de la SMC sur la stabilité et la fiabilité des systèmes HVDC, l'approche proposée est testée sous l'environnement Matlab / Simulink sur une station VSC-HVDC qui relie un parc éolien offshore (OWF) composé de dix éoliennes basées sur des génératrices synchrones à aimant permanents (VSWT/PMSGs) avec le réseau principal AC via deux câbles DC sous-marins en tenant compte des conditions de fonctionnement normal et anormal (présence d'un défaut DC). Une comparaison des résultats de simulation obtenus dans des conditions de fonctionnement normal et anormal (présence d'un défaut DC) du système en utilisant la commande SM et la commande non-linéaire adoptant le contrôleur PI pour les deux conditions est analysée. Aussi un prototype du système étudié à l'échelle réduite est réalisé et testé au laboratoire GRÉPCI avec l'utilisation du contrôleur dSPACE-DS1104.

## 5.2 Description du système

Le système étudié est illustré à la Figure 5.1, il représente un parc éolien offshore connecté au réseau principal AC par l'intermédiaire de deux câbles DC sous-marins de 100 km chacun, une station VSC-HVDC onshore et un transformateur. Le parc éolien offshore se compose de dix éoliennes à vitesse variable basées sur des générateurs synchrones à aimants permanents (VSWT/PMSGs) qui sont connectées entre elles en parallèle avec le bus DC. Chaque VSWT/PMSG produit 2 MW est composée d'un convertisseur DC-DC (boost), d'un redresseur triphasé AC-DC à 12 impulsions et un transformateur Y-Y et Y- $\Delta$ , qui permet :

1. L'isolation électrique entre la génératrice et la liaison HVDC;
2. Élévateur de tension;
3. Le couplage étoile-étoile et étoile-triangle permet l'élimination des harmoniques suivantes : 5<sup>ième</sup>, 7<sup>ième</sup> dans le courant de la génératrice PMSG;
4. L'utilisation de 12 impulsions (redresseur) réduit de moitié les ondulations de tension et permet de réduire la valeur du condensateur de filtrage du côté DC.

La station onshore VSC-HVDC a pour objectif d'assurer le transfert de l'énergie éolienne du parc offshore au réseau principal AC en toute sécurité et de préserver la stabilité du système global en cas de la présence d'un défaut à courant continu. Les composants de la station onshore (VSC-HVDC) sont le transformateur, un filtre passe-haut (filtre AC) pour absorber les harmoniques bien définies, la résistance et l'inductance de la ligne, VSC à deux niveaux basé sur IGBT/Diodes Bridge et un condensateur. Les paramètres du système utilisé dans cette étude sont donnés en annexe II.

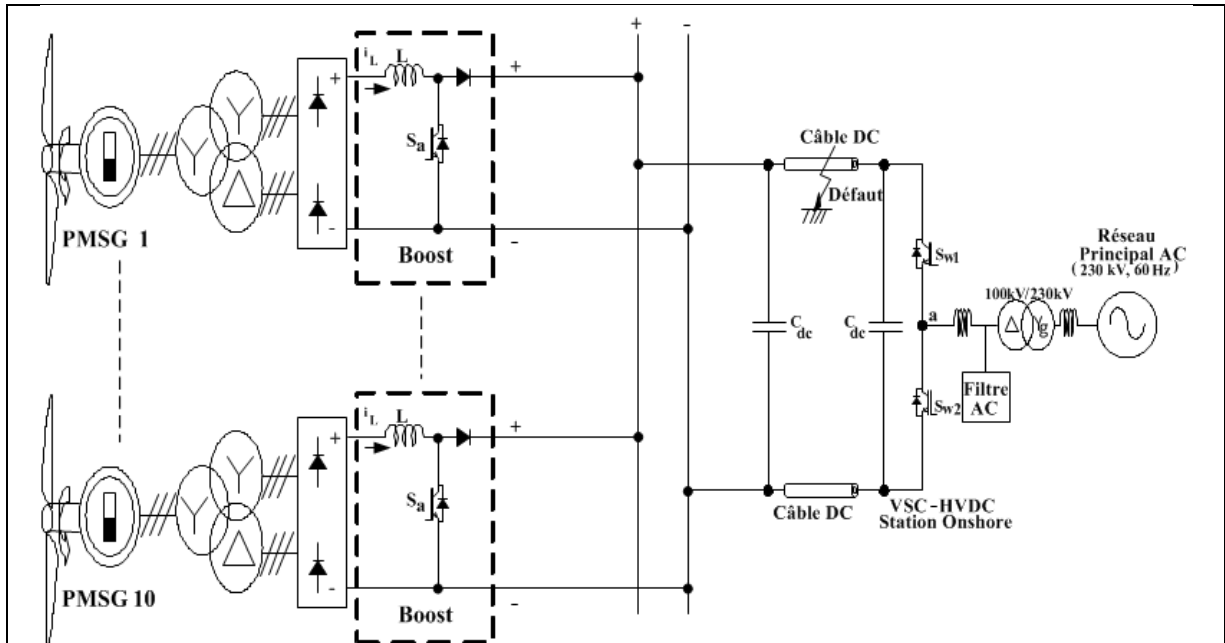


Figure 5.1 Schéma d'une seule ligne du système HVDC

### 5.3 Modèle aérodynamique de la turbine

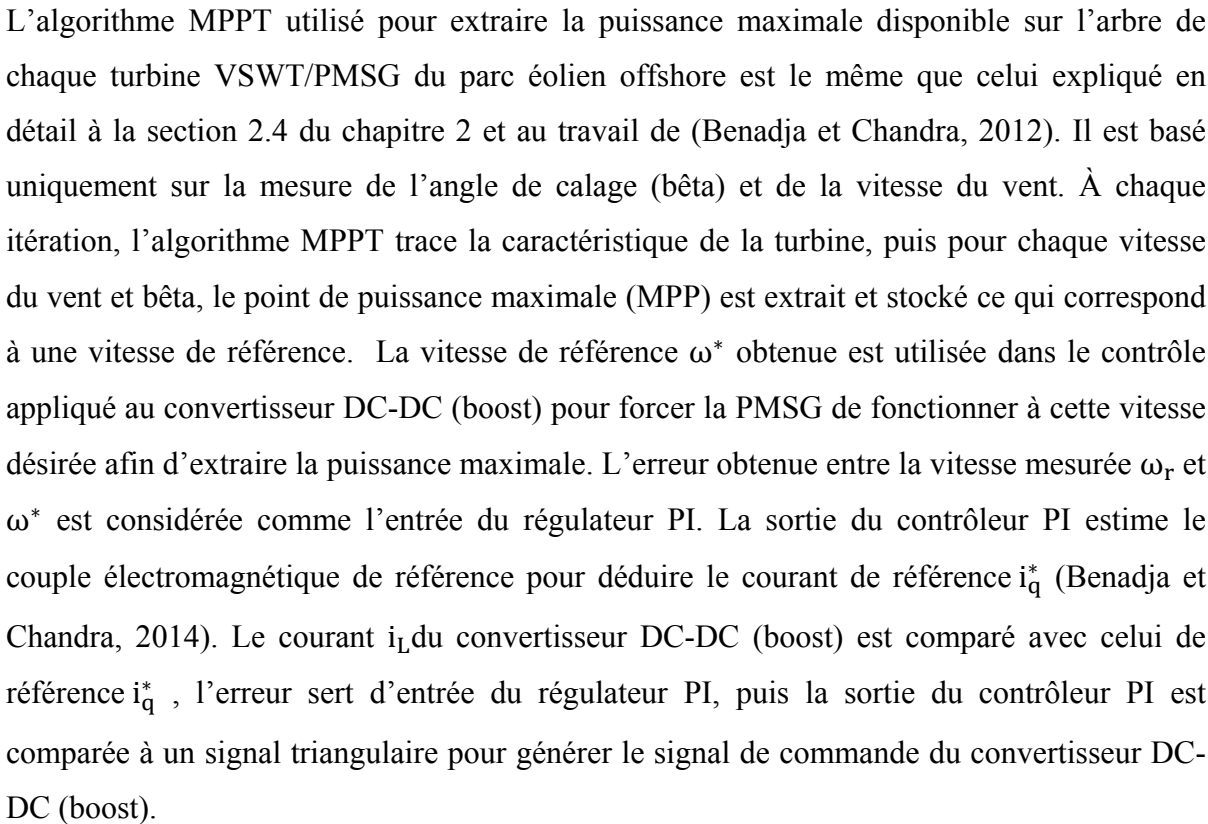
L'équation de la puissance mécanique de l'éolienne du parc éolien offshore et le coefficient de puissance  $C_p$  sont définies à la section 2.2 du chapitre 2 et dans les travaux scientifique de (Kim et al., 2012) (Uehara et al., 2011) (Van, Nguyen et Lee, 2015).

#### 5.3.1 Méthode d'extraction de la puissance maximale des éoliennes

L'algorithme MPPT utilisé pour extraire la puissance maximale disponible sur l'arbre de chaque turbine VSWT/PMSG du parc éolien est le même que celui expliqué en détail à la section 2.4 du chapitre 2.

#### 5.3.2 Stratégie de contrôle de la PMSG avec l'algorithme MPPT

Le bloc de commande du convertisseur DC-DC (boost) pour chaque PMSG du parc éolien offshore avec l'algorithme MPPT est représenté à la Figure 5.2.



algorithme MPPT utilisé pour extraire la puissance maximale disponible sur l'arbre

#### 5.4 Stratégie de contrôle de la station onshore VSC-HVDC avec le contrôleur PI

Les équations régissant la station VSC-HVDC onshore interconnectée avec le réseau principal AC selon l'axe d-q sont représentées dans les travaux de (Benadja et Chandra, 2015) et dans le chapitre 2 à la section (2.7.2) sont décrites comme suites :

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = -R \cdot i_d + L \cdot \omega \cdot i_q - d_{nd} \cdot V_{dc} + v_d = u_d \\ L \frac{di_q}{dt} = -R \cdot i_q - L \cdot \omega \cdot i_d - d_{nq} \cdot V_{dc} + v_q = u_q \\ C_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = d_{nd} \cdot i_d + d_{nq} \cdot i_q = u_{dc} \end{cases} \quad (5.1)$$

Avec  $i_d, i_q, v_d$  et  $v_q$  représentent respectivement, les courants et les tensions dans le repère référentiel d-q du bus AC onshore et  $V_{dc}$  est la tension du bus DC de la station VSC-HVDC onshore,  $R$  et  $L$  sont les résistances et les inductances de la ligne de la station VSC-HVDC onshore et  $\omega$  la pulsation angulaire.  $d_{nd \text{ off}}$  et  $d_{nq \text{ off}}$  sont respectivement, les lois de commande dans le repère référentiel d-q et  $C_{dc}$  est la capacité aux bornes du bus DC.

On peut déduire à partir de l'équation (5.1), les lois de commande de la station VSC-HVDC onshore en considérant que la résistance  $R$  est négligeable et sont données par :

$$\begin{cases} d_{nd} = \frac{-u_d + L \cdot i_q \cdot \omega + v_d}{V_{dc}} \\ d_{nq} = \frac{-u_q - L \cdot i_d \cdot \omega - v_q}{V_{dc}} \end{cases} \quad (5.2)$$

Dans l'objectif de réguler la tension du bus DC et de compenser les pertes dans les éléments dissipatifs du VSC, un courant actif de référence  $i_{d0}$  est ajouté à la référence du courant  $i_d$  comme :  $i_{d0} = \frac{u_{dc} \cdot V_{dc} - d_{nq} \cdot V_{dc} \cdot i_q}{d_{nd} \cdot V_{dc}}$

En fonctionnement normal du VSC, les propriétés selon l'axe d-q sont applicables (Mendalek, 2003), on peut écrire que :

$$\begin{cases} d_{nd} \cdot V_{dc} \approx v_d \\ d_{nq} \cdot V_{dc} \approx v_q \end{cases} \quad (5.3)$$

La procédure de calcul des tensions ( $v_d$  et  $v_q$ ) dans le référentiel synchrone d-q du VSC-HVDC est comme suite:

Les tensions du réseau AC onshore dans le plan (abc) sont:

$$\begin{cases} v_{sa} = V_{\max} \cdot \cos(\theta) = \hat{V} \cdot \cos(\theta) \\ v_{sb} = V_{\max} \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) = \hat{V} \cdot \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ v_{sc} = V_{\max} \cdot \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) = \hat{V} \cdot \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{cases} \quad (5.4)$$

En appliquant la transformation de Park.

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Après le développement mathématique, on trouve :

$$\begin{cases} v_d = \sqrt{\frac{3}{2}} V_{\max} = \sqrt{\frac{3}{2}} \hat{V} \\ v_q = 0 \end{cases} \quad (5.6)$$

Après l'insertion des valeurs de  $v_d$  et  $v_q$ , les équations de commande de la station VSC-HVDC onshore ( $d_{nd}$  et  $d_{nq}$ ) et le courant actif de référence  $i_{d0}$  sont données par :



$$\begin{cases}
 d_{nd} = \frac{-u_d + L_c \cdot i_q \cdot \omega + v_d}{V_{dc}} & (a) \\
 d_{nq} = \frac{-u_q - L_c \cdot i_d \cdot \omega - v_q}{V_{dc}} & (b) \\
 i_{d0} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \left( \frac{u_{dc} \cdot V_{dc}}{V_{max}} \right) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \frac{u_{dc} \cdot V_{dc}}{\hat{V}} & (c)
 \end{cases} \quad (5.7)$$

L'implantation de l'algorithme de contrôle de la station onshore VSC-HVDC utilisant le contrôleur PI est présentée à la Figure 5.3.

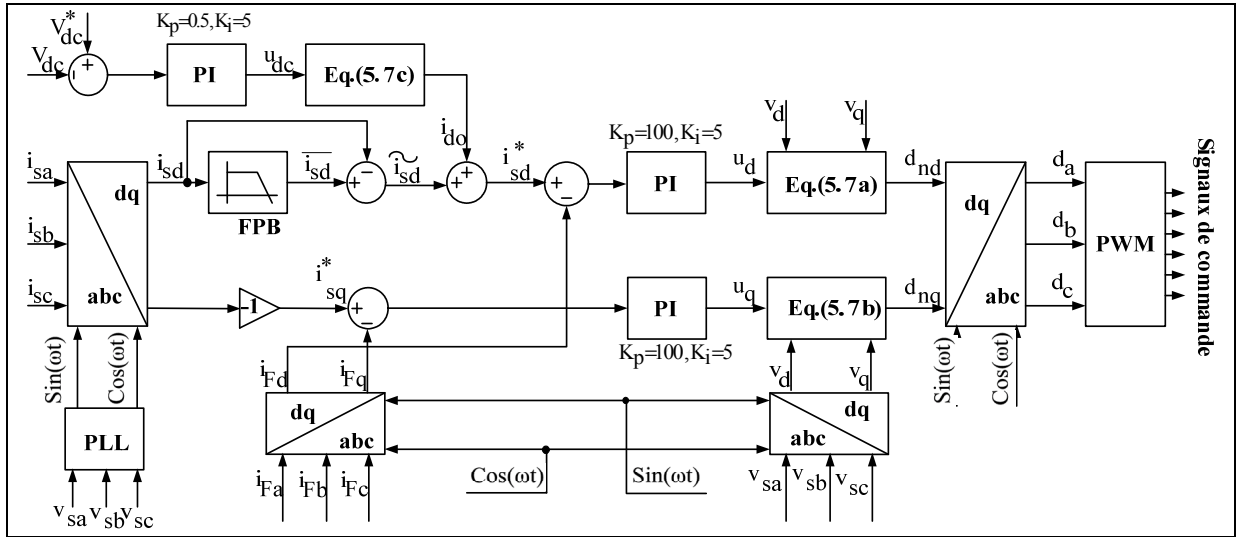


Figure 5.3 Bloc de contrôle de la station VSC-HVDC adoptant le contrôleur PI

## 5.5 Stratégie de contrôle de la station onshore VSC-HVDC avec SMC

Pour illustrer la commande SM, des étapes d'application de la théorie de la stratégie de contrôle de la station onshore VSC-HVDC adoptant le mode de glissement des travaux de (Slotine et Li, 1991) (Mendalek, 2003) sont utilisées.

La station onshore VSC-HVDC est un système à structure variable, apte d'assurer la compensation désirée en utilisant la commande par mode de glissement. L'équation du

modèle multivariable (5.1) est non-linéaire puisqu'il comporte des multiplications entre les variables d'état et les entrées. Cependant il est invariant dans le temps durant une séquence donnée (pas d'évolution des variables du filtre actif durant une période d'échantillonnage). Donc, la conception du modèle mathématique de l'équation (5.1) peut être écrite selon sa forme générale définie dans les travaux (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008) comme  $\dot{x} = Ax + B(x)u + G$ .

D'où : le vecteur d'état  $x = [x_1 \ x_2 \ x_3]^T = [i_d \ i_q \ V_{dc}]^T$ , le vecteur d'entrée  $u = [u_{dd} \ u_{dq}]^T$  dans le plan synchrone d-q. Le vecteur d'entrée  $u$  comporte une composante discontinue  $u_s = [u_{s-d} \ u_{s-q}]^T$  opérant des deux côtés de la surface de commutation et une composante continue, dite composante équivalente  $u_{eq} = [u_{eq-d} \ u_{eq-q}]^T$ , valide le long de la surface de commutation  $S$ .

Les matrices  $A$ ,  $B(x)$  et le vecteur  $G$  sont donnés par :

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & \omega & 0 \\ -\omega & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}, B(x) = \begin{bmatrix} -\frac{x_3}{L} & 0 \\ 0 & \frac{x_3}{L} \\ \frac{x_1}{C_{dc}} & \frac{x_2}{C_{dc}} \end{bmatrix} \text{ et } G = \begin{bmatrix} \frac{v_d}{L} \\ \frac{v_q}{L} \\ 0 \end{bmatrix}$$

La surface de commutation du mode de glissement  $S$  représente la trajectoire dont lesquels les variables d'état du système seront forcées de converger vers elle (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008) et est définie par:  $S = \{x \in \mathbb{R}^3, \sigma(x) = 0\}$ .

Afin de mettre en œuvre une stratégie de commande par mode de glissement, le choix des fonctions de commutation sont donnés par:

$$\sigma = \begin{bmatrix} \sigma_d \\ \sigma_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_1(x_1 - x_1^*) + K_2(x_3 - x_3^*) \\ K_1(x_2 - x_2^*) \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

L'équation (5.8) peut être écrite comme :

$$\sigma = K(x - x^*) \quad (5.9)$$

où le gain de la commande  $K = \begin{bmatrix} K_1 & 0 & K_2 \\ 0 & K_1 & K_3 \end{bmatrix}$  et les vecteurs d'états de référence  $x^* = [x_1^* \ x_2^* \ x_3^*]^T = [i_d^* \ i_q^* \ V_{dc}^*]^T$ .

La seconde phase pour la réalisation d'une commande en mode de glissement est de choisir une loi de contrôle définie par l'équation (5.10) pour obliger le vecteur d'état à se diriger vers la surface de glissement et de persister sur cette surface (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008).

$$u = u_{eq} + u_s \quad (5.10)$$

$u_{eq}$  : Représente le contrôle équivalent lorsque le système est en mode de glissement;

$u_s$  : Représente l'existence du mode de glissement.

Avec  $u = \begin{bmatrix} u_{dd} \\ u_{dq} \end{bmatrix}$ ,  $u_{eq} = \begin{bmatrix} u_{eq-d} \\ u_{eq-q} \end{bmatrix}$  et  $u_s = \begin{bmatrix} u_{s-d} \\ u_{s-q} \end{bmatrix}$

Selon l'axe d-q, les composantes de l'existence du mode de glissement sont définies par :

$$\begin{cases} u_{s-d} = \begin{cases} \text{sgn}(\sigma_d), & \sigma_d \neq 0 \\ 0, & \sigma_d = 0 \end{cases} \\ u_{s-q} = \begin{cases} \text{sgn}(\sigma_q), & \sigma_q \neq 0 \\ 0, & \sigma_q = 0 \end{cases} \end{cases} \quad (5.11)$$

Ces composantes prendront en considération la présence possible de l'incertitude des paramètres de mesure et des perturbations. En mode de glissement, la trajectoire idéale des

variables d'état devront suivre  $\sigma = 0$ . Par conséquent, le contrôle des commutations garde le système oscillant autour et au voisinage de cette surface  $S$ .

### 5.5.1 Existence de la commande équivalente

L'existence de la commande équivalente est une condition fondamentale à l'existence du mode de glissement sur la surface de commutation  $\sigma(x) = 0$ . Par exemple, supposons qu'à l'instant  $t_0$ , la trajectoire d'état entrecroise la surface  $S$ , soit  $\sigma_0 = \sigma(x(t_0)) = 0$ . Afin de garder les variables d'état sur la surface  $S$ , la dérivée en fonction du temps de  $\sigma$  estimée le long de la trajectoire doit être nulle (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008). Donc, on peut écrire :

$$\dot{\sigma} = K(\dot{x} - \dot{x}^*) = K(Ax + B(x)u + G) - K\dot{x}^* = 0 \quad (5.12)$$

Quand  $u = u_{eq}$ , le contrôle équivalent devient :

$$u_{eq} = -(KB(x))^{-1}K(Ax + G - \dot{x}^*) \quad (5.13)$$

Prenant en compte que :  $KB(x)$  est inversible et que  $u_{i,min} < u_{eq-i} < u_{i,max}$ ,  $i = d, q$ , les expressions des différents paramètres de l'équation (5.13) sont donnés par (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008) comme:

$$(KB)^{-1} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} -K_1 \frac{x_3}{L} & -K_2 \frac{x_2}{C_{dc}} \\ 0 & -K_1 \frac{x_3}{L} + K_2 \frac{x_1}{C_{dc}} \end{bmatrix}$$

Où  $\Delta = -K_1 \frac{x_3}{L} \left( -K_1 \frac{x_3}{L} + K_2 \frac{x_1}{C_{dc}} \right)$ , en supposant que  $\Delta \neq 0$ ;

$$\text{et } K(Ax + G - \dot{x}^*) = \begin{bmatrix} -K_1 \frac{R}{L} x_1 + K_1 \omega x_2 + K_1 \frac{v_d}{L} - K_1 \dot{x}_1^* \\ -K_1 \omega x_1 - K_1 \frac{R}{L} x_2 - K_1 \dot{x}_2^* \end{bmatrix}$$

En substituant ces expressions dans l'expression du contrôle équivalent, nous obtenons :

$$\begin{cases} u_{eq-d} = -\frac{K_1 \left( -\frac{R}{L} X_1 + \omega X_2 + \frac{V_d}{L} - \dot{X}_1^* \right)}{-K_1 \frac{X_3}{L} + K_2 \frac{X_1}{C_{dc}}} + \frac{K_2 \frac{X_2}{C_{dc}} \left( \omega X_1 + \frac{R}{L} X_2 + \dot{X}_2^* \right)}{\frac{X_3}{L} \left( -K_1 \frac{X_3}{L} + K_2 \frac{X_1}{C_{dc}} \right)} \\ u_{eq-q} = -\frac{L}{X_3} \left( \omega X_1 + \frac{R}{L} X_2 + \dot{X}_2^* \right) \end{cases} \quad (5.14)$$

### 5.5.2 Condition de stabilité du mode de glissement

Les conditions de stabilité sont élaborées de façon à ce que les éléments appropriés assurant la stabilité en mode de glissement soient choisis, nous commençons par le choix de la fonction de Lyapunov (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008) donnée par :

$$V = \frac{1}{2} \sigma^T \sigma \quad (5.15)$$

Pour que la fonction  $V$  puisse décroître, il suffit d'assurer que sa dérivée soit négative  $\dot{V} = \sigma^T \dot{\sigma} < 0$ , lorsque  $\sigma \neq 0$ . Cette exigence représente une condition suffisante pour l'existence du mode de glissement et garantis l'attraction de la trajectoire d'état vers la surface de commutation. Dans le cas où le vecteur d'état initial  $x(t_0)$  ne soit pas sur la surface de commutation  $S$  à cause des perturbations ou des variations des paramètres, la loi de commande  $u$  doit attirer la trajectoire vers la surface de glissement et ensuite vers son point d'équilibre. Afin de garder les variables d'état sur la surface  $S$ , la dérivée en fonction du temps de  $\sigma$  le long de la trajectoire doit être nulle (Mendalek et al., 2001) (Mendalek, 2003) (Mendalek, 2008). D'où :

$$\dot{\sigma} = K \left[ Ax + B(x) \left( u_{eq} + \text{sgn}(\sigma) \right) + G \right] - K\dot{x}^* = KB(x)\text{sgn}(\sigma) \quad (5.16)$$

La dérivée de  $V$  est donnée par :

$$\dot{V} = \sigma^T \dot{\sigma} = \left( -K_1 \frac{X_3}{L} + K_2 \frac{X_1}{C_{dc}} \right) \text{sgn}(\sigma_d) \sigma_d + K_2 \frac{X_2}{C_{dc}} \text{sgn}(\sigma_q) \sigma_d + K_3 \frac{X_1}{C_{dc}} \text{sgn}(\sigma_d) \sigma_q + \left( -K_1 \frac{X_3}{L} + K_3 \frac{X_2}{C_{dc}} \right) \text{sgn}(\sigma_q) \sigma_q \quad (5.17)$$

Le réarrangement de l'équation (5.17) devient:

$$\dot{V} = \left[ -K_1 X_3 + \frac{L}{C_{dc}} \left( \frac{x_1 \text{sgn}(\sigma_d) + x_2 \text{sgn}(\sigma_q)}{\sigma_d \text{sgn}(\sigma_d) + \sigma_q \text{sgn}(\sigma_q)} \right) (K_2 \sigma_d + K_3 \sigma_q) \right] \left[ \frac{\sigma_d \text{sgn}(\sigma_d) + \sigma_q \text{sgn}(\sigma_q)}{L} \right] \quad (5.18)$$

La condition de stabilité est représentée par :

$$-K_1 X_3 + \frac{L}{C_{dc}} \left( \frac{x_1 \text{sgn}(\sigma_d) + x_2 \text{sgn}(\sigma_q)}{\sigma_d \text{sgn}(\sigma_d) + \sigma_q \text{sgn}(\sigma_q)} \right) (K_2 \sigma_d + K_3 \sigma_q) < 0$$

En simplifiant on obtient :

$$\begin{aligned} -K_1 X_3 + K_2 \frac{L}{C_{dc}} X_1 \frac{|\sigma_d|}{|\sigma_d| + |\sigma_q|} + K_3 \frac{L}{C_{dc}} X_2 \frac{|\sigma_d|}{|\sigma_d| + |\sigma_q|} \\ + K_2 \frac{L}{C_{dc}} X_2 \frac{\text{sgn}(\sigma_q) \sigma_d}{|\sigma_d| + |\sigma_q|} + K_3 \frac{L}{C_{dc}} X_1 \frac{\text{sgn}(\sigma_d) \sigma_q}{|\sigma_d| + |\sigma_q|} < 0 \end{aligned}$$

En appliquant des inégalités, on obtient :

$$\begin{aligned} -K_1 X_3 + K_2 \frac{L}{C_{dc}} |X_1| + K_3 \frac{L}{C_{dc}} |X_2| + K_2 \frac{L}{C_{dc}} X_2 \frac{\text{sgn}(\sigma_q) \sigma_d}{|\sigma_d| + |\sigma_q|} \\ + K_3 \frac{L}{C_{dc}} X_1 \frac{\text{sgn}(\sigma_d) \sigma_q}{|\sigma_d| + |\sigma_q|} < 0 \end{aligned}$$

En tenant compte des inégalités et en choisissant  $K_1, K_2$  et  $K_3$  des constantes positives, on obtient :

$$X_2 \frac{\text{sgn}(\sigma_q)\sigma_d}{|\sigma_d|+|\sigma_q|} \leq |X_2| \left[ \frac{|\sigma_d|}{|\sigma_d|+|\sigma_q|} \right] \leq |X_2| \text{ et } X_1 \frac{\text{sgn}(\sigma_d)\sigma_q}{|\sigma_d|+|\sigma_q|} \leq |X_1| \left[ \frac{|\sigma_q|}{|\sigma_d|+|\sigma_q|} \right] \leq |X_1|$$

Pour avoir  $\dot{V} < 0$ , la condition suffisante est :

$$-K_1 X_3 + K_2 \frac{L}{C_{dc}} |X_1| + K_3 \frac{L}{C_{dc}} |X_2| + K_2 \frac{L}{C_{dc}} |X_2| + K_3 \frac{L}{C_{dc}} |X_1| < 0$$

La condition suivante devient :  $\frac{L}{C_{dc}} (K_2 + K_3)(|X_1| + |X_2|) < K_1 X_3$ , et elle garantit que  $\dot{V} < 0$ .

Le schéma de contrôle de la station onshore VSC-HVDC utilisant le mode de glissement est représenté à la Figure 5.4.

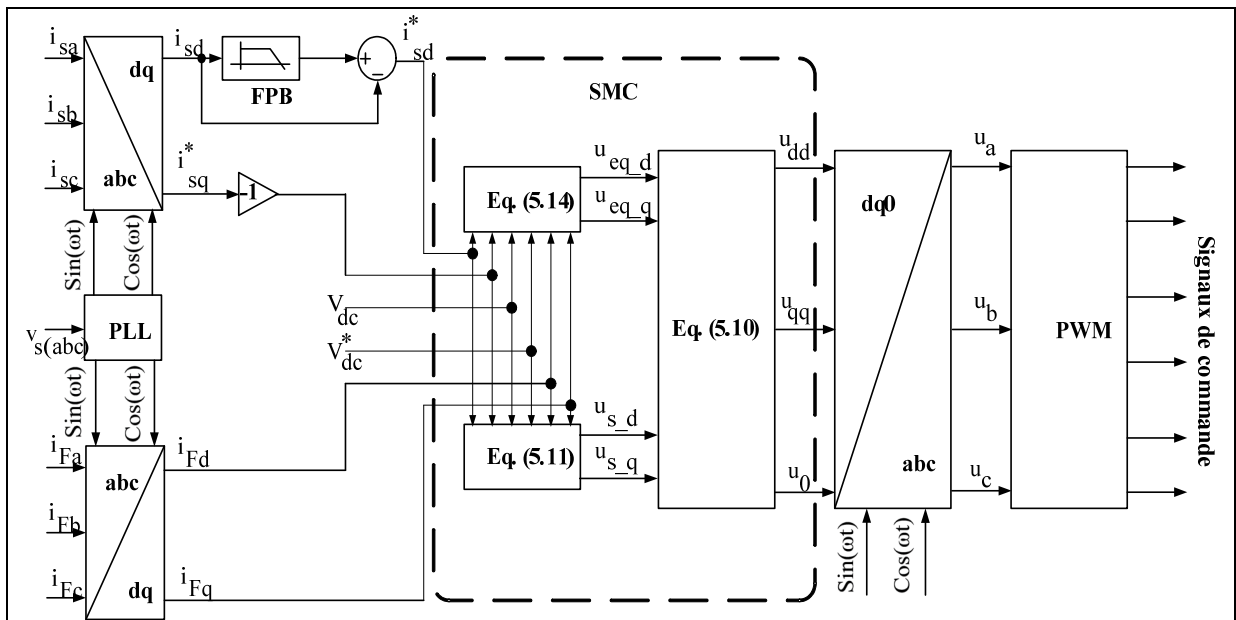


Figure 5.4 Schéma de contrôle de la station VSC-HVDC onshore utilisant SMC

Les courants  $i_{s(abc)}$  du réseau principal AC onshore dans le plan (abc) sont mesurés et transformés dans le repère d-q en  $i_{s(dq)}$  en utilisant la transformation du Park (abc/d-q). Le courant  $i_{sd}$  sur l'axe ``d`` est filtré par un filtre passe-bas (FPB) afin d'extraire la composante DC, puis une soustraction avec le courant  $i_{sd}$ , pour obtenir le courant de référence  $i_{sd}^*$  suivant l'axe ``d``. Le courant sur l'axe ``q`` est inversé et utilisé comme courant de référence  $i_{sq}^*$ . D'une manière similaire, les courants de la station VSC-HVDC dans le plan (abc) sont mesurés et transformés dans le repère d-q en  $i_{F(dq)}$  en utilisant la transformation du Park (abc/d-q). Ces deux transformations nécessitent l'angle  $\theta$  obtenu au moyen de la boucle à verrouillage de phase (PLL) à l'aide des tensions du réseau principal AC onshore  $v_{s(abc)}$ . La tension  $V_{dc}$  du bus DC est mesurée et régulée à sa valeur de référence  $V_{dc}^*$ . Ces signaux de sorties ( $i_{Fd}$ ,  $i_{Fq}$ ,  $V_{dc}$ ,  $i_{sd}^*$ ,  $i_{sq}^*$  et  $V_{dc}^*$ ) sont utilisés comme des entrées pour les équations de SMC. Les sorties du SMC  $u_{dd}$  et  $u_{qq}$  représentent les lois de commande dans le repère d-q. Ces lois de commande sont transformées en  $u_a$ ,  $u_b$  et  $u_c$  dans le plan (abc) en utilisant une transformation inverse de Park et appliqués à une modulation PWM destiné à générer des signaux de commande pour la station VSC-HVDC onshore.

## 5.6 Résultats de simulation

Les caractéristiques de la turbine obtenues en utilisant le programme du MPPT proposé (section 2.4 du chapitre 2) avec les valeurs de vitesse de vent (8 et 9 m / s) et l'angle d'inclinaison  $\beta$  ( $0^\circ$ ) sont représentés à la Figure 5.5. Ces caractéristiques montrent le bon fonctionnement du programme MPPT pour l'extraction des points maximaux (MPPT<sub>1</sub> et MPPT<sub>2</sub>) correspondant à la puissance mécanique maximale  $P_{max}$  et la vitesse de rotation de référence  $\omega^*$  de chaque courbe.



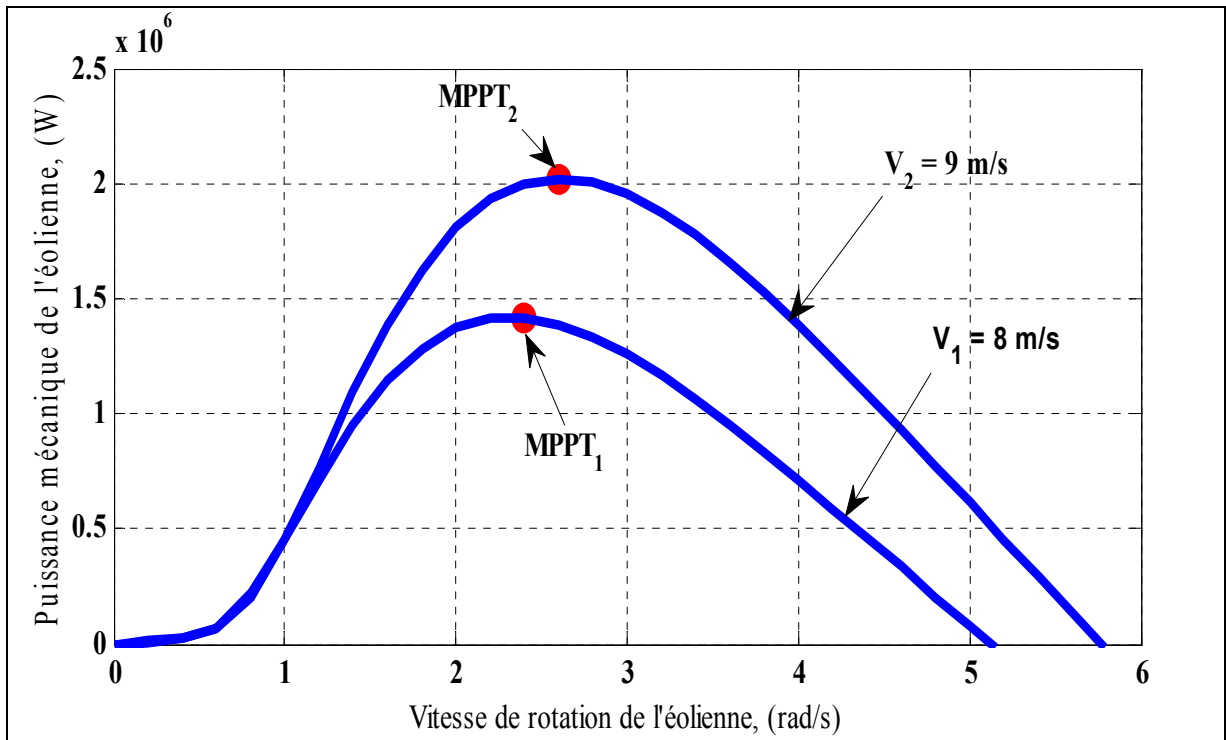


Figure 5.5 Caractéristique de l'éolienne avec MPPT

### 5.6.1 Fonctionnement du système dans les conditions normales

Les vitesses (mesurée et de référence) d'une PMSG du parc éolien offshore sont représentées à la Figure 5.6.

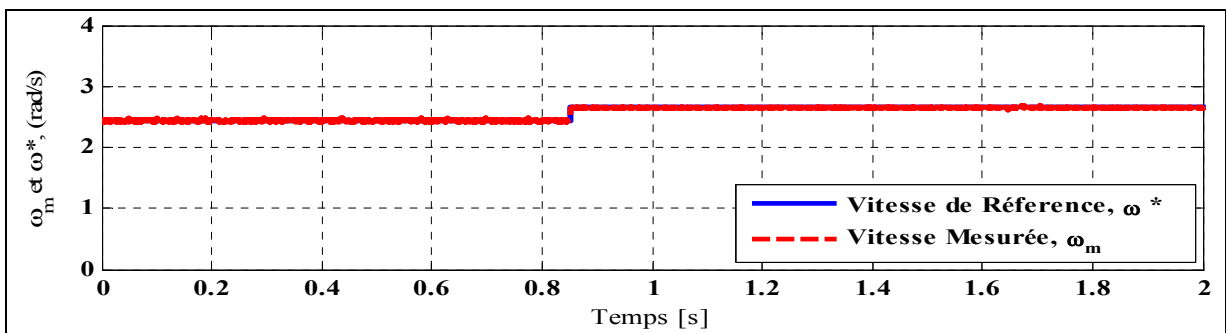


Figure 5.6 Schéma de la vitesse mesurée et de référence d'une PMSG

Cette figure montre la réponse dynamique lors de la variation du vent et on remarque une parfaite régulation de la vitesse du rotor mesurée du PMSG1 à sa référence obtenue par l'algorithme MPPT.

La réponse dynamique du système en fonctionnement normale obtenue avec la commande non-linéaire adoptant le contrôleur PI et la commande SM est présentée aux figures ci-dessous.

Les formes d'ondes des tensions et des courants du réseau AC onshore obtenues avec les commandes PI et SM sont représentées aux Figures 5.7 et 5.8. On observe qu'avec l'application des deux commandes (PI et SM), les tensions et les courants du réseau AC onshore sont en opposition de phases, ce qui confirme que le réseau principal AC reçoit la puissance envoyée par le parc éolien offshore. La tension du bus DC mesurée de la station VSC-HVDC onshore avec les deux commandes (PI et SM) est représentée à la Figure 5.9. En outre, on peut observer qu'avec la commande non-linéaire adoptant le contrôleur PI, la tension du bus DC mesurée présente une erreur en régime permanent ce qui n'est pas le cas avec la commande SM où l'erreur est nulle.

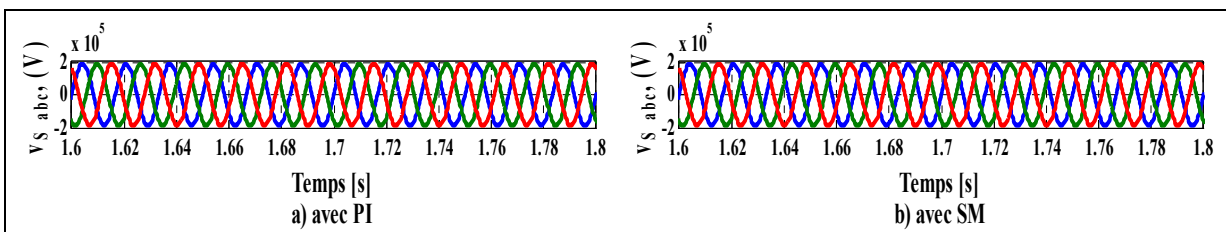


Figure 5.7 Schéma des tensions du réseau AC onshore

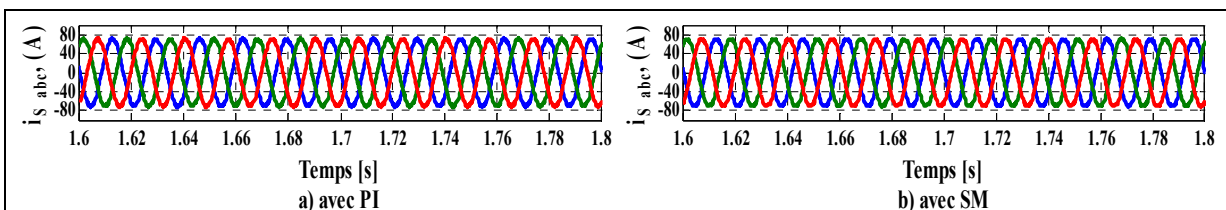


Figure 5.8 Schéma des courants du réseau AC onshore

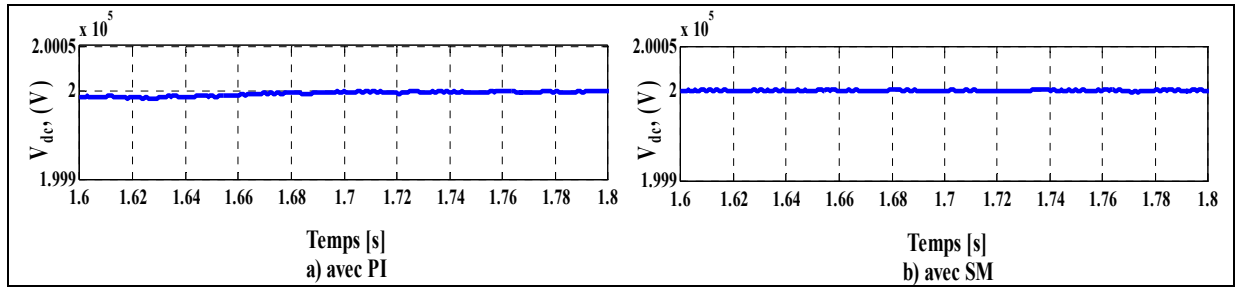


Figure 5.9 Schéma de la tension du bus DC de la station VSC-HVDC onshore

Le transfert de la puissance produite par le parc éolien offshore au réseau principal AC onshore avec l'utilisation des deux commandes (PI et SM) est représenté aux Figures 5.10 et 5.11. On peut noter que la puissance active de 20 MW générée par le parc éolien offshore est reçue par la station onshore VSC-HVDC (Figure 5.10) et transférée au réseau principal AC onshore (Figure 5.11). En outre, on remarque que la puissance réactive est presque nulle.

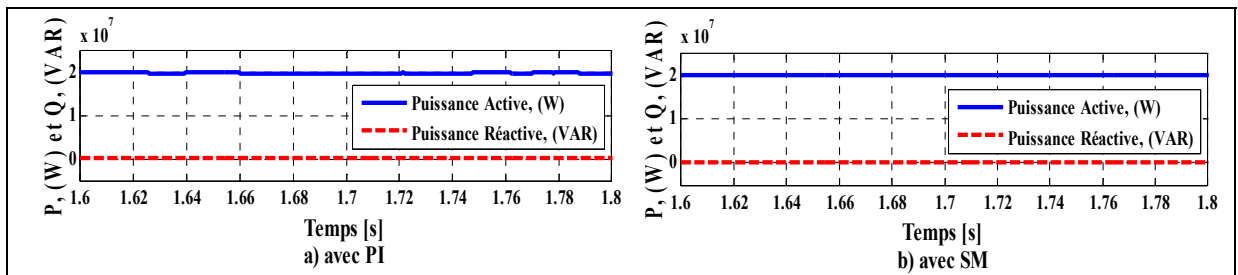


Figure 5.10 Schéma de la puissance active et réactive à la sortie de la station onshore

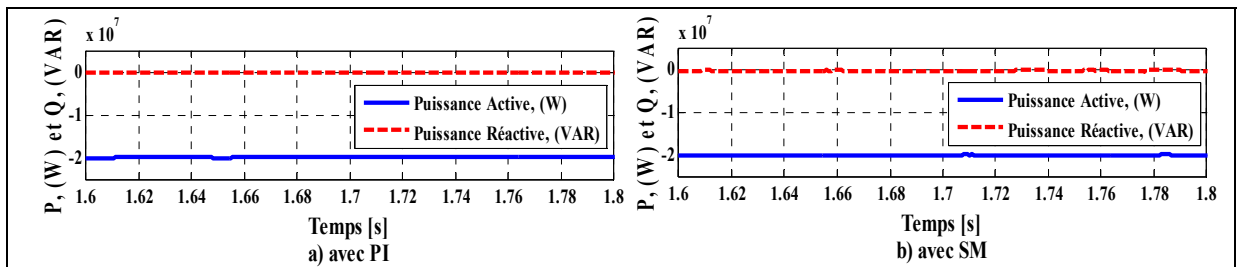


Figure 5.11 Schéma de la puissance active et réactive du réseau AC onshore

### 5.6.2 Fonctionnement du système avec présence de défaut DC

La réponse dynamique du système avec la présence de défaut DC en utilisant la commande non-linéaire adoptant le contrôleur PI et la commande SM est présentée aux figures ci-dessous.

Les formes d'ondes des tensions et des courants du réseau principal AC onshore obtenues avec l'utilisation des commandes non-linéaires (PI) et SM sont représentées aux Figures 5.12 et 5.13. On observe qu'avec l'application des deux commandes (PI et SM), les tensions et les courants du réseau AC onshore sont en opposition de phases, ce qui confirme que le réseau principal AC onshore reçoit de la puissance envoyée par le parc éolien offshore. Pendant l'apparition du défaut DC à partir de  $t = 1,63$  s à  $t = 1,66$ s, l'amplitude des courants AC diminue presque à zéro pour les deux commandes (PI et SM). Aussi, on peut voir après le temps de défaut DC, de  $t = 1,66$  s à  $t = 1,8$ s, les formes d'ondes des courants de réseau principal AC onshore ont rétabli leurs formes sinusoïdales pour les deux commandes (PI et SM).

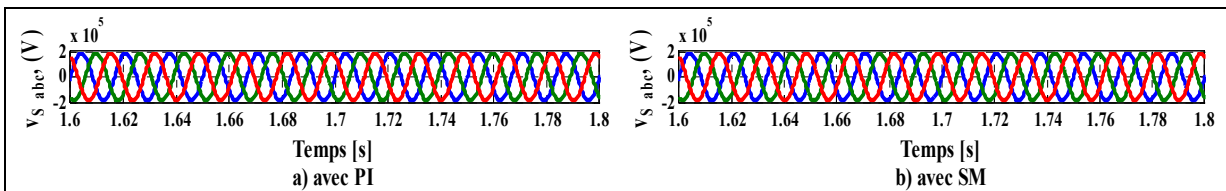


Figure 5.12 Schéma des tensions du réseau AC onshore

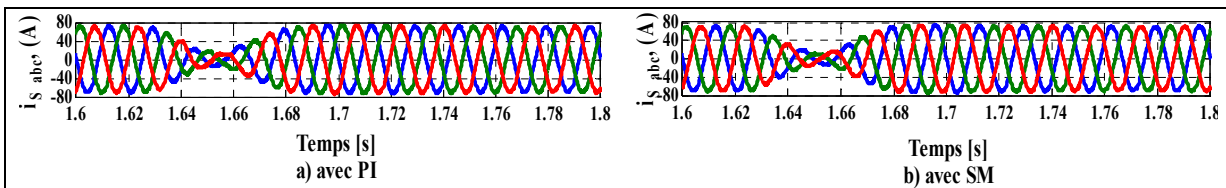


Figure 5.13 Schéma des courants du réseau AC onshore

La tension du bus DC mesurée de la station VSC-HVDC onshore avec les deux commandes (PI et SM) est représentée à la Figure 5.14. Cette figure montre qu'avec la commande SM, la tension continue mesurée suit exactement sa tension de référence de 200 kV, en comparaison à celle obtenue avec le contrôleur PI, sa tension mesurée du bus DC présente une erreur en régime permanent et une réponse dynamique plus prononcées (dépassement plus grand) que celle avec la commande SM au moment du défaut.

Après le défaut, avec la commande SM, la tension du bus DC rétablit son régime permanent avec un temps de réponse meilleur qu'avec la commande non-linéaire (PI).

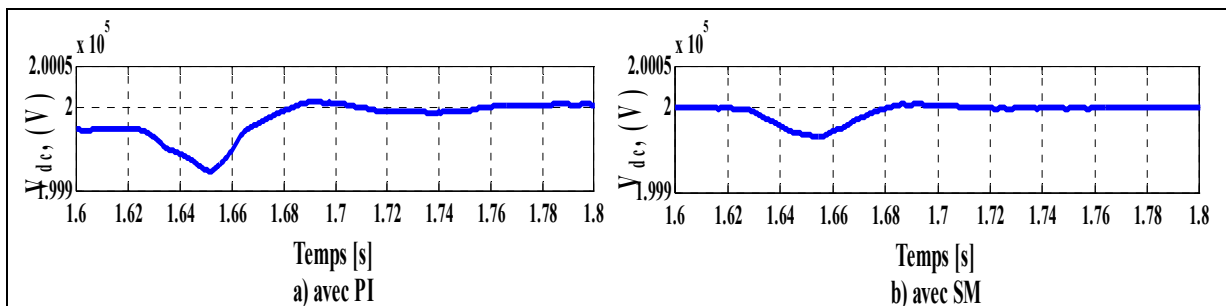


Figure 5.14 Schéma de la tension du bus DC de la station VSC-HVDC onshore

Le transfert de la puissance avec l'utilisation des deux commandes (PI et SM) à partir du parc éolien offshore au réseau principal AC onshore, avant, au moment et après le temps de défaut DC est représenté aux Figures 5.15 et 5.16. On observe que la station onshore VSC-HVDC reçoit la puissance produite par le parc éolien de 20 MW (Figure 5.15) et la transfère au réseau principal AC onshore (Figure 5.16) et fortement réduite au moment de défaut. Après le défaut, à partir de  $t = 1,66$  s, et avec l'utilisation des deux commandes (PI et SM), la station onshore VSC-HVDC commence à fournir au réseau principal AC onshore les 20 MW reçue par le parc éolien offshore. De plus, la forme d'onde de la puissance active utilisant le contrôleur PI montre son temps de réponse beaucoup plus long comparativement avec celle obtenue avec la commande SM. En outre, on observe que pour les deux commandes la puissance réactive reste nulle (Figures 5.15a, 5.15b, 5.16a et 5.16b).

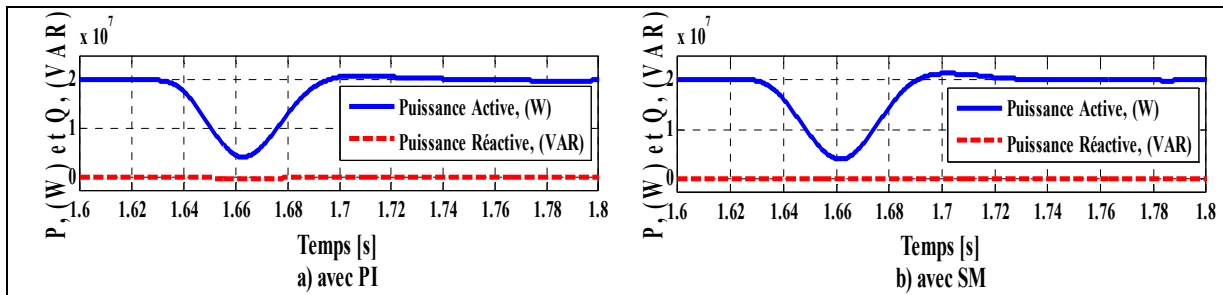


Figure 5.15 Schéma de la puissance active et réactive à la sortie de la station VSC-HVDC onshore

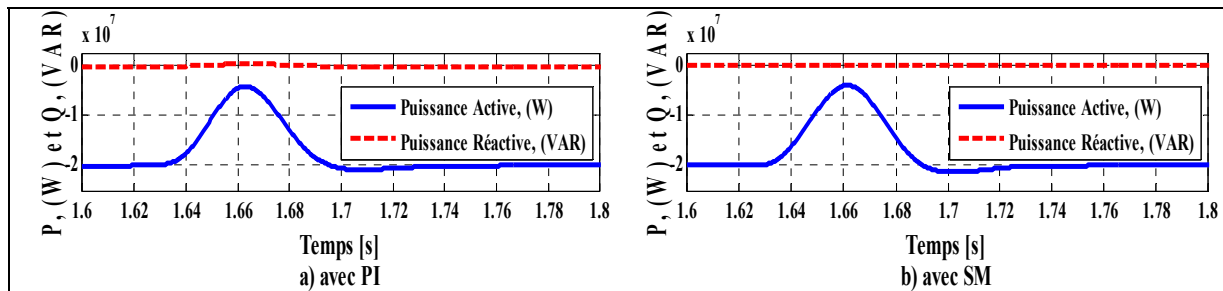


Figure 5.16 Schéma de la puissance active et réactive du réseau AC onshore

## 5.7 Résultats expérimentaux

Afin de tester les performances de la commande SM appliquée à la station VSC-HVDC onshore, un prototype à échelle réduit est réalisé au laboratoire pour valider les résultats de simulation numérique. La Figure 5.17 montre le prototype à échelle réduite.

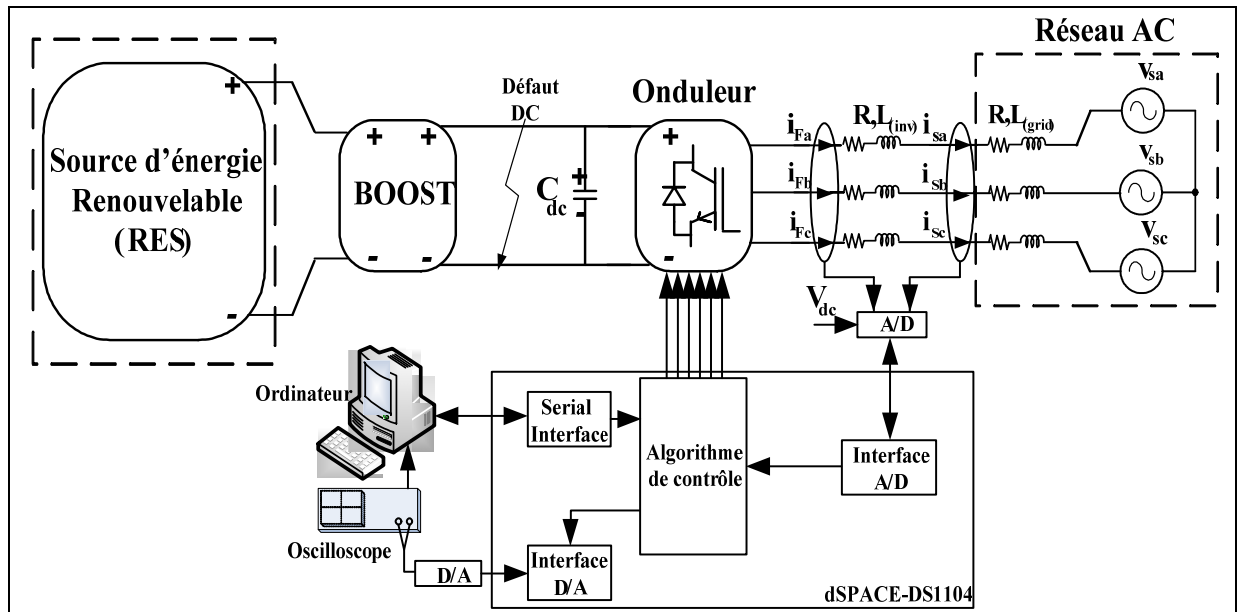


Figure 5.17 Schéma du prototype à échelle réduite

La Figure 5.17 montre une source d'énergie renouvelable (RES) connectée au réseau AC par l'intermédiaire des convertisseurs DC-DC (Boost) et DC-AC (onduleur). La RES transmet la puissance au réseau AC avec la présence d'un défaut DC. Les signaux de commande PWM sont générés par un contrôleur dSPACE-DS1104. Des résultats expérimentaux sont montrés aux Figures. 5.18, 5.19, 5.20 et 5.21.

Les formes d'ondes de la réponse dynamique du système en présence d'un défaut DC est représentée à la Figure 5.18, elle montre la tension continue du bus DC ( $V_{dc}$ ), la tension du réseau AC de la phase ``a`` ( $v_{sa}$ ) et du courant de réseau AC de la phase ``a`` ( $i_{sa}$ ) lorsque le système fonctionne sous la présence d'un défaut DC (avant, au moment et après le défaut DC).

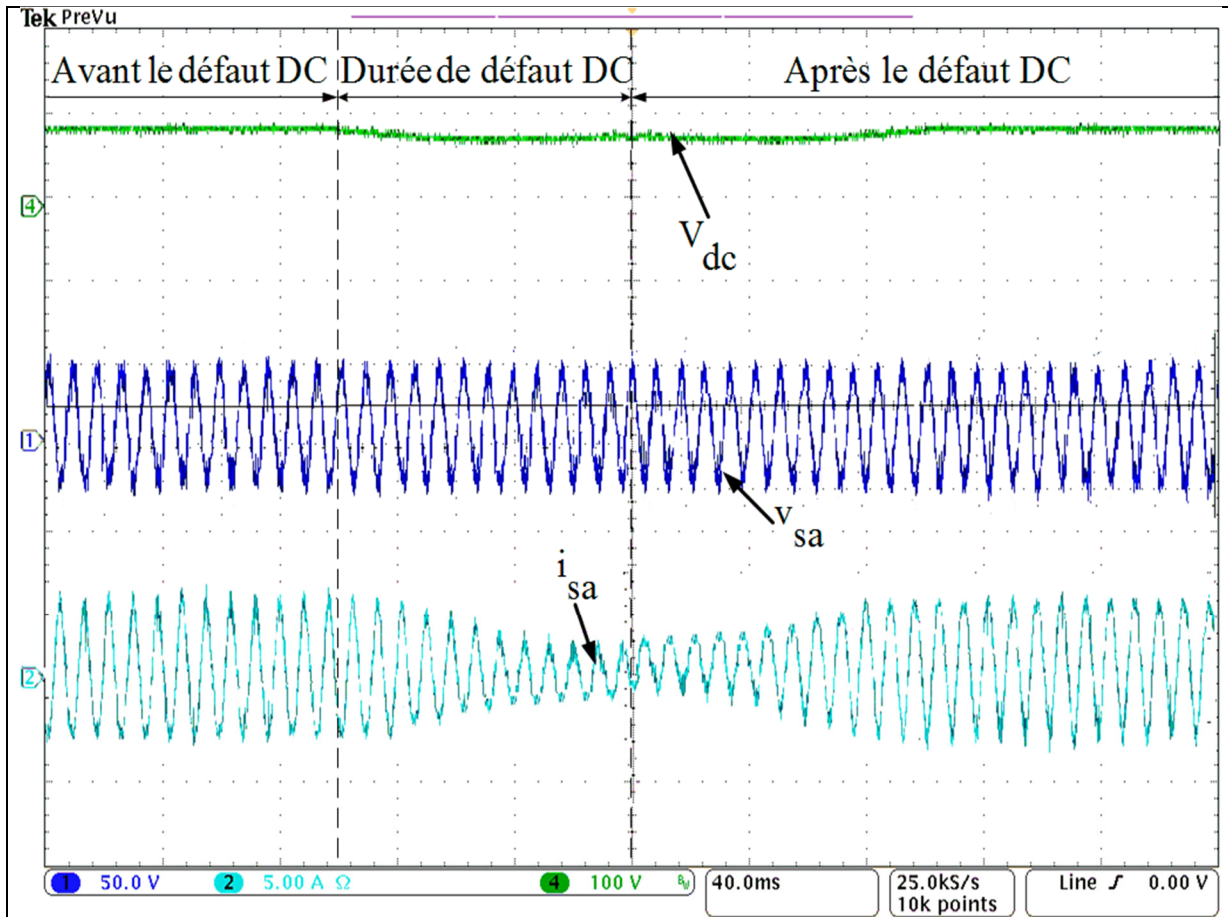


Figure 5.18 Résultats expérimentaux du système avant, en présence et après le défaut DC

La Figure 5.19 illustre les formes d'ondes de la tension continue du bus DC ( $V_{dc}$ ), de la tension du réseau AC de la phase ``a`` ( $v_{sa}$ ) et du courant de réseau AC de la phase ``a`` ( $i_{sa}$ ) avant et durant le défaut DC. On constate que la tension du bus DC suit exactement la tension de référence, sauf durant la période de défaut qui diminue légèrement. D'autre part, on observe qu'au moment du défaut, l'amplitude du courant de réseau AC commence à décroître mais ne se déforme pas complètement. En outre, on remarque que le courant de réseau AC est en opposition de phase, ce qui confirme que le réseau principal AC reçoit de la puissance envoyée par RES.



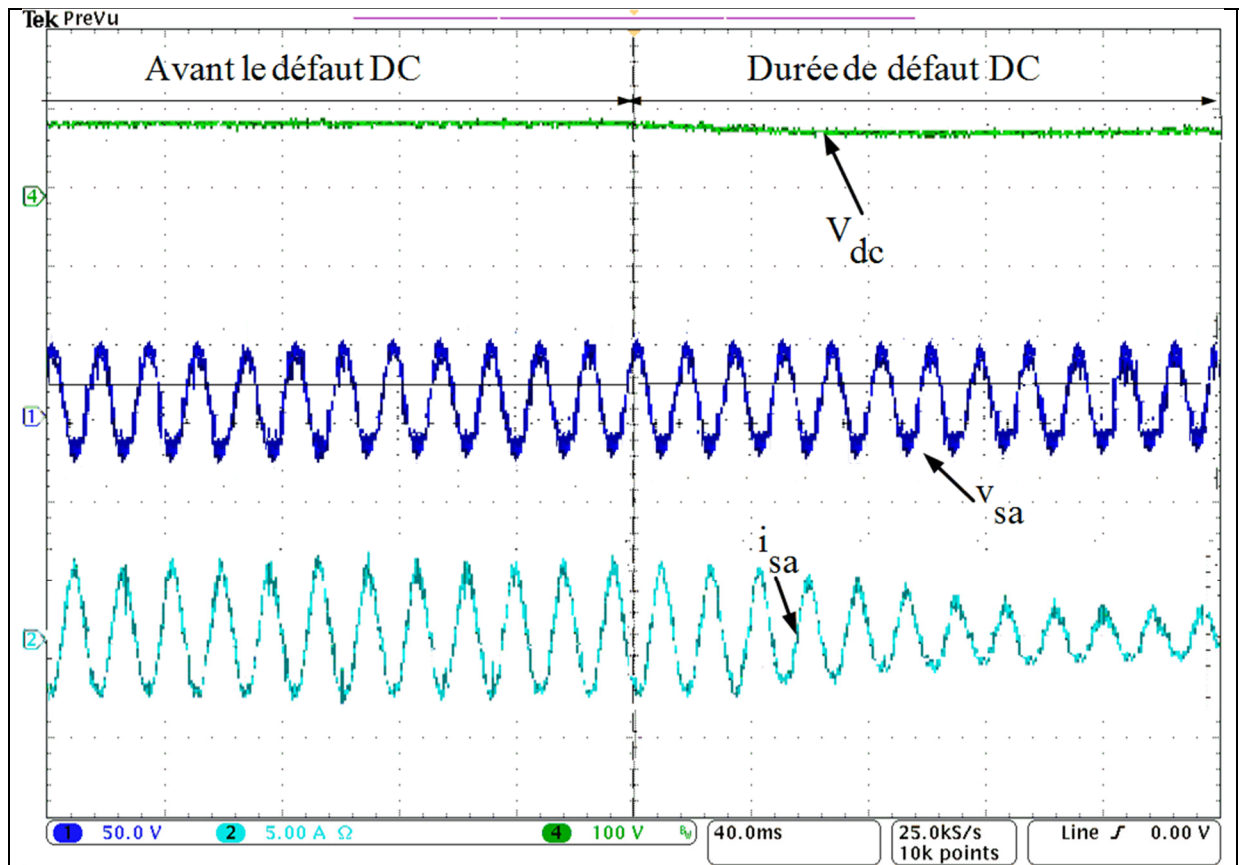


Figure 5.19 Résultats expérimentaux du système avant et au moment du défaut DC

La Figure 5.20 illustre les formes d'ondes de la tension continue du bus DC ( $V_{dc}$ ), de la tension du réseau AC de la phase ``a`` ( $v_{sa}$ ) et du courant de réseau AC de la phase ``a`` ( $i_{sa}$ ) après l'apparition du défaut DC. Elle montre que la tension continue du bus DC commence à augmenter légèrement jusqu'à elle atteigne sa tension de référence. D'autre part, on observe qu'après le défaut DC, l'amplitude du courant AC du réseau onshore commence à croître ce qui explique que le réseau principal AC commence à recevoir plus de puissance.

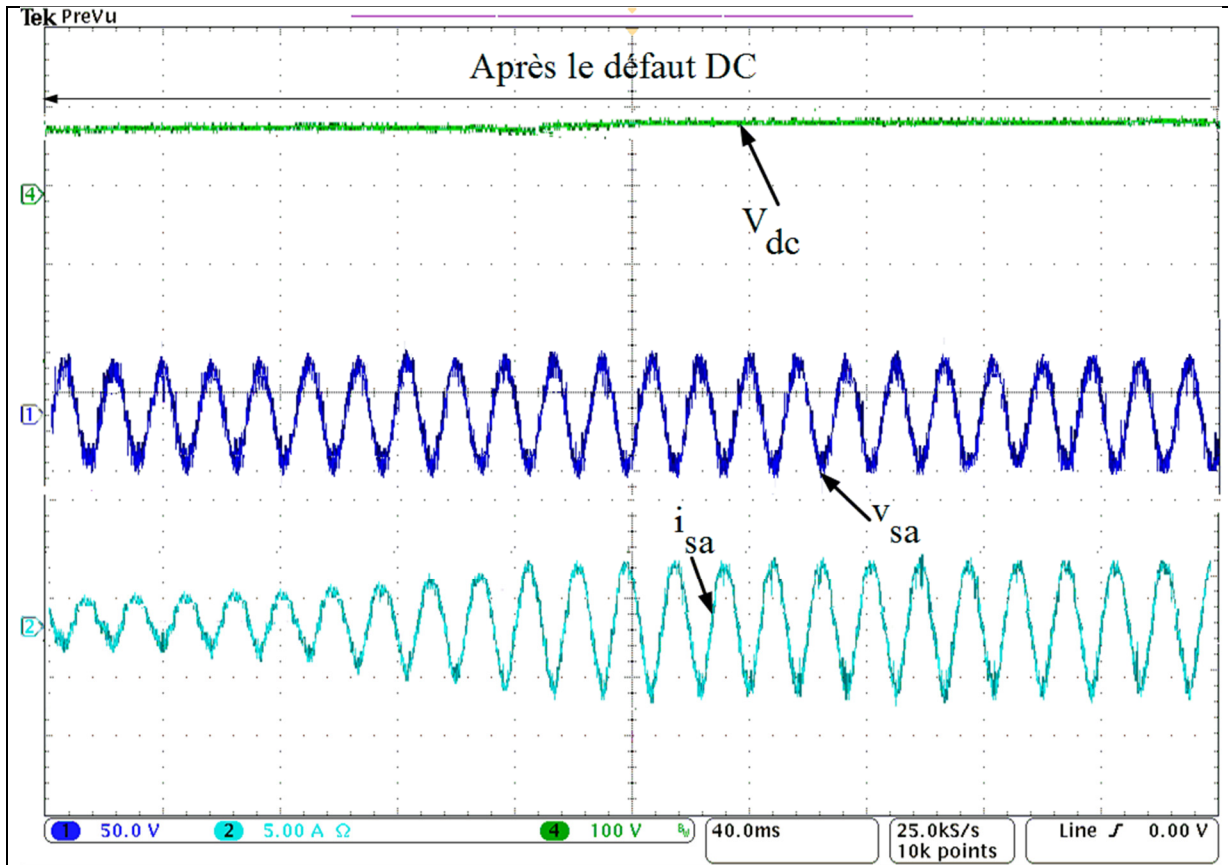


Figure 5.20 Résultats expérimentaux du système après le défaut DC

La Figure 5.21 illustre les formes d'ondes de la tension continue du bus DC ( $V_{dc}$ ), de la tension du réseau AC de la phase ``a`` ( $v_{sa}$ ) et du courant de réseau AC de la phase ``a`` ( $i_{sa}$ ) lorsque le système atteint son régime permanent. Elle montre que la tension continue mesurée du bus DC maintient sa valeur constante et suit exactement sa référence. En outre, il est très clair que la forme de la tension et du courant du réseau AC sont en opposition de phase, ce qui confirme que le réseau principal AC reçoit par l'intermédiaire des convertisseurs la puissance générée par RES.

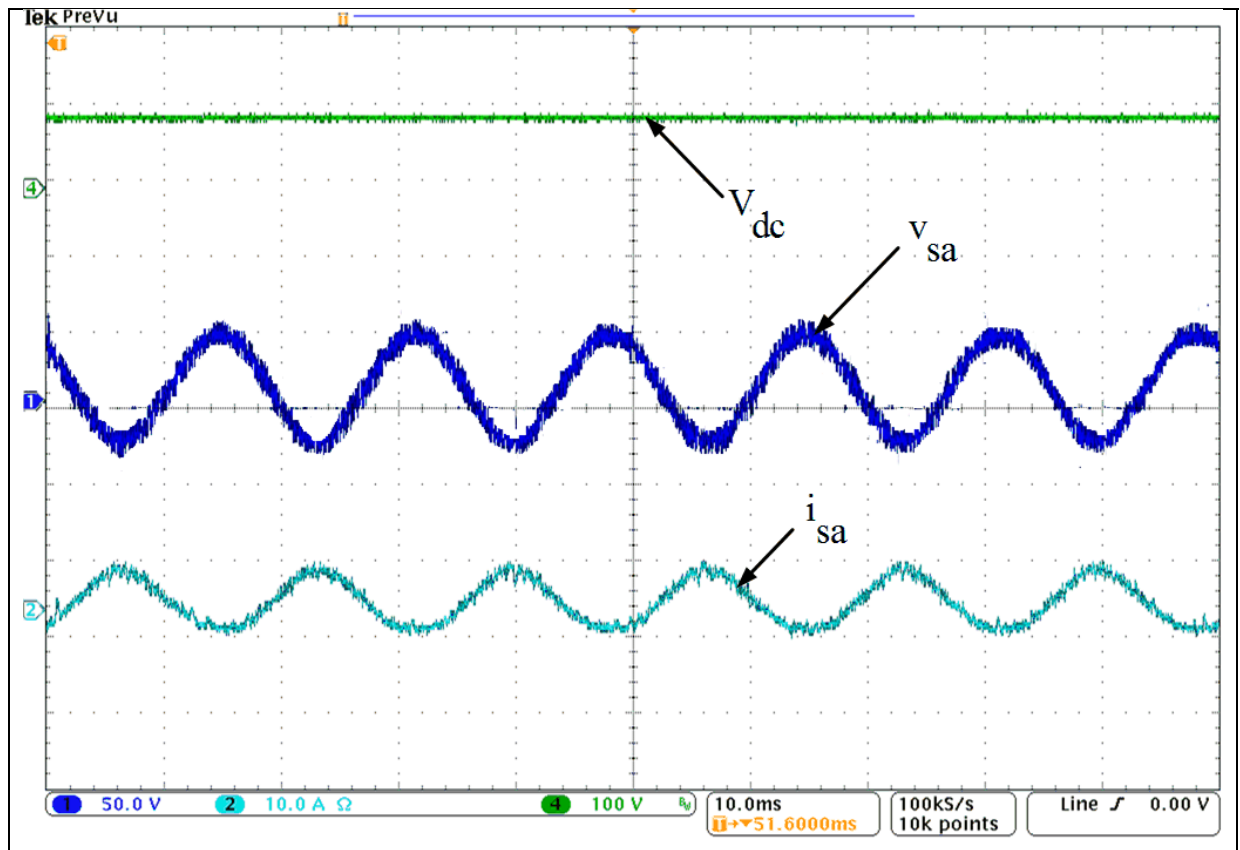


Figure 5.21 Résultats expérimentaux du système lorsqu'il atteint son régime permanent

## 5.8 Conclusion

Dans ce chapitre, la commande par mode de glissement a été appliquée au contrôle de la station VSC-HVDC onshore afin de transporter l'énergie produite par un parc éolien offshore composé de dix éoliennes à vitesse variables basées sur des génératrices synchrones à aimant permanent (VSWT/PMSGs) au réseau AC onshore sous la présence d'un défaut DC. Aussi, un prototype du système étudié à échelle réduite a été testé pour l'expérimentation avec la présence d'un défaut DC. La simulation numérique obtenue à l'aide du Matlab/Simulink et les résultats expérimentaux obtenue via le contrôleur dSPACE-DS1104 illustrent la performance de la commande SM sur la stabilité du système quand un défaut DC est appliqué.

Une comparaison entre l'utilisation des commandes SM et PI est réalisée pour le système HVDC en tenant compte des deux conditions (normales et avec présence du défaut DC). On conclut qu'avec la commande SM, la réponse dynamique du système pour les deux conditions est supérieure par rapport à celle utilisant le contrôleur PI du point de vue qualité de l'énergie, le temps de réponse et le dépassement du système.

Les résultats expérimentaux confirment les performances de la commande SM avant, au moment et après le défaut DC. Ils montrent qu'en présence du défaut DC, la SMC assure le transfert de la puissance au réseau électrique, tout en gardant les tensions et les courants de la source AC sinusoïdaux et en opposition de phases, la tension continue du bus DC suit exactement sa référence à l'exception au moment du défaut, le système est stable et le temps de réponse du système est rapide.

Enfin, les résultats obtenus avec l'utilisation de la stratégie basée sur la commande SM pour les deux systèmes (à grande et à petite échelle) confirment la concordance entre la théorie et la pratique.

## CONCLUSION

Dans cette thèse est présenté un nouvel algorithme MPPT pour maximiser la puissance des éoliennes, un observateur non-linéaire basé sur le filtre de Kalman étendu (EKF) pour réduire l'impact des défauts AC et DC, le coût et la taille du système. Les résultats obtenus par simulation ont été comparés avec d'autres travaux scientifiques publiés dans des revues internationales et montrent une supériorité d'une part sur l'impact des défauts (AC et DC) et d'autre part sur le dépassement de la tension du bus DC, qui ont été réduits considérablement par rapport aux travaux cités dans les cinq revues mentionnées dans les tableaux 3.2, 3.3 et 3.4. Du point de vue technique et économique, l'approche utilisée réduit considérablement le nombre des capteurs de mesures (élimination de 303 capteurs utilisés respectivement pour les mesures des vitesses de rotation des PMSGs (150 capteurs), pour les mesures des positions de rotor des PMSGs (150 capteurs) et pour les mesures des tensions continues du bus DC offshore (1 capteur) et des deux bus DC des stations à trois niveaux offshore et onshore (2 capteurs)). En plus de l'économie réalisée, l'algorithme EKF contribue aussi à la limitation d'intervention des services de maintenance en cas des pannes de ces capteurs dans l'installation. La méthodologie proposée utilisant les observateurs non-linéaires (EKF) permet une meilleure estimation de l'état futur du système malgré l'imprécision des mesures et de la modélisation.

Dans le système offshore, des techniques de MPPT et d'EKF développées précédemment sont aussi appliquées vu qu'elles permettent des gains économique et technique importants. En plus d'améliorer davantage les performances du système VSC-HVDC, une nouvelle commande avec compensation basée sur le modèle de référence (MRAC) a été développée et appliquée à la station VSC-HVDC onshore avec la présence de trois défauts (défaut AC onshore, défaut AC offshore et défaut DC). Les résultats obtenus avec et sans compensation ont été analysés et discutés. Du point de vue réduction de la profondeur de l'impact des défauts, une comparaison a été établie avec les travaux des chercheurs (Erlich, Feltes et Shewarega, 2014) qui utilisent une autre technique de compensation basée sur l'injection d'une tension DC bien définie. Dans leurs travaux, la profondeur de l'impact du défaut a été

réduite à 60%, et avec la nouvelle commande proposée MRAC elle a été réduite davantage à hauteur de 35%. L'avantage de la méthode proposée, n'obéit pas à un défaut bien localisé en temps et en lieu comme le cas de la publication de comparaison.

Une commande basée sur le mode de glissement a été développée, implantée et appliquée à la station VSC-HVDC onshore durant le fonctionnement normal et durant la présence d'un défaut DC est comparée avec la commande non-linéaire utilisant des régulateurs PI. Les comparaisons montrent la supériorité de la commande SM. La réponse dynamique et le temps de réponse sont plus performants avec l'utilisation de SMC pour les deux conditions de fonctionnement (avec et sans défaut DC).

Pour une validation expérimentale de la commande SM appliquée à la station VSC-HVDC onshore avec la présence d'un défaut DC, un prototype à l'échelle réduite a été réalisé et testé au laboratoire GRÉPCI en utilisant le contrôleur dSPACE-DS1104. Les résultats par expérimentation concordent parfaitement aux résultats obtenus par simulation et confirment de bonnes performances de la qualité d'énergie, stabilité et réponse dynamique.

La modélisation et la commande développées peuvent être largement appliquées même pour le système avec des éoliennes à axe vertical avec moins de sensibilité à cause des algorithmes d'estimations présentés dans la thèse. D'une part, pour le cas d'un vent constant ou turbulent, la technique proposée est robuste et insensible aux variations brusques du vent et de la vitesse de l'éolienne. D'autre part, la puissance de sortie nominale pourrait probablement augmenter avec l'augmentation du nombre de pales. L'amélioration du rendement, de la qualité d'énergie, de la stabilité du système, de la réduction de dépassement dans les amplitudes des tensions et des courants ainsi que la minimisation du temps de réponse durant le défaut est atteinte grâce à l'efficacité de l'approche proposée. La méthode proposée est fiable eu égard à sa réponse rapide et disponibilité immédiate pour détecter le défaut ainsi que sa précision pour compenser et diminuer le maximum de l'impact des défauts sur le système.

Le travail présenté dans le cadre de cette thèse ouvre de larges perspectives dans le domaine de l'interfaçage des filtres actifs de puissance avec les énergies renouvelables pour les petits et grands systèmes (systèmes HVDC et HVAC). Ce travail a proposé de réduire le coût, la taille d'un parc éolien offshore connecté au réseau électrique, en utilisant une configuration de plusieurs éoliennes en séries (150 éoliennes), sans transformateur, avec des estimateurs non-linéaires EKF pour estimer les vitesses et les positions de rotors de chaque PMSG.

## RECOMMANDATIONS

À la lumière des résultats que nous avons obtenus dans cette thèse, nous recommandons pour les futurs travaux d'intégrer les propositions citées ci-dessous :

- l'utilisation des convertisseurs multi-niveaux permettant de réduire le coût, de réduire les pertes par commutation et d'améliorer la qualité de l'énergie;
- développement des algorithmes pour la surveillance et la prédiction des défauts dans les convertisseurs multi-niveaux qui permettront de réagir plus efficacement;
- développer des algorithmes de détection rapide des défauts dans les lignes de transmission en s'aidant d'un système intelligent;
- envisager des méthodes de commandes avancées telles que celles à base des algorithmes génétiques pour l'extraction du MPPT;
- l'utilisation des algorithmes avancés tels que les réseaux neuronaux, neuro-floues, H infinie, non-linéaire adaptative pour la robustesse de fonctionnement du système en cas de variation des paramètres.



## ANNEXE I

### THÉORIE DU FILTRE DE KALMAN ÉTENDU (EKF)

L'équation d'état et l'équation de sortie d'un système non-linéaire sont de la forme:

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, u) + w \\ y = h(x) + v \end{cases}$$

Avec:

- f : La fonction employée pour calculer l'état prédit à partir de l'état estimé précédent;
- h : La fonction utilisée pour calculer l'observation prédite de l'état prédit;
- w: Le vecteur de bruit de système;
- v: Le vecteur de bruit de mesure;
- x : Le vecteur d'état;
- u : La commande du système.

Les fonctions f et h ne sont pas des fonctions linéaires mais ont l'obligation d'être différentiables. Cependant, f et h ne peuvent pas être appliqués directement au calcul de la covariance : une matrice des dérivées partielles, la Jacobienne, est calculée. Cette dernière est une matrice associée à une fonction vectorielle en un point donné. Elle joue un rôle important dans la résolution de problèmes non-linéaires. À chaque instant, la Jacobienne est évaluée avec les états estimés courants. Ces matrices peuvent être utilisées dans les équations du filtre de Kalman étendu. Ce processus linéarise essentiellement la fonction non-linéaire autour de l'estimation courante  $\hat{x}$ . Les matrices linéaires du système  $F_k$  et de sortie  $H_k$  sont définies comme étant les Jacobiennes suivantes :

$$F_k = \left. \frac{\partial f(x, u)}{\partial x} \right|_{x=\hat{x}_{k/k}, u=u_k} \quad \text{et} \quad H_k = \left. \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right|_{x=\hat{x}_{k/k}}$$

La matrice de transition  $\varphi_k$  est donnée par:

$$\varphi_k \approx I + F_k T_s, \text{ avec } T_s \text{ le pas d'échantillonnage.}$$

Pour l'étape  $k$ , les équations de l'algorithme du filtre de Kalman étendu données par (Ducard et SpringerLink (Service en ligne), 2009), sont les suivants :

**1. Déterminer les conditions initiales  $\hat{x}_{0/0-1}$  et  $\Sigma_{0/0-1}$**

**2. Calcul du gain de Kalman  $L_k$ .**

$$L_k = \Sigma_{k/k-1} H_k^T [H_k \Sigma_{k/k-1} H_k^T + R_{v,k}]^{-1}$$

Où :

$$\Sigma_{k/k-1} = E\{\bar{e}_{k/k-1} \bar{e}_{k/k-1}^T\}$$

Avec :

$$\bar{e}_{k/k-1} = x(k) - \hat{x}_{k/k-1}: \quad \text{L'erreur d'estimation;}$$

$$R_{v,k} = E\{v_k v_k^T\}: \quad \text{La matrice de covariance du bruit de mesure.}$$

**3. Mise à jour de la mesure de l'estimation d'état:**

$$\hat{x}_{k/k} = \hat{x}_{k/k-1} + L_k [y_k - h(\hat{x}_{k/k-1})]$$

Où :

$$y_k: \quad \text{Le vecteur de mesure de sortie;}$$

$$h(\hat{x}_{k/k-1}): \quad \text{Le vecteur de mesure estimée.}$$

#### 4. Mise à jour de la matrice de covariance d'erreur d'état

$$\Sigma_{k/k} = [I - L_k H_k] \Sigma_{k/k-1}$$

Où:

I: La matrice d'identité (nxn);

n: La taille du vecteur d'état.

#### 5. Prédiction de la matrice de covariance d'erreur d'état

$$\Sigma_{k+1/k} = \varphi_k \Sigma_{k/k} \varphi_k^T + R_{w,k}$$

Où:

$R_{w,k} = G_k R_w G_k^T$  : La covariance du bruit discret agissant du système;

$G_k = T_s \frac{\partial f}{\partial u} \Big|_{V_{T(k)}}$  : La matrice discrète de la commande;

$R_w = E\{w_k w_k^T\}$ : La matrice de covariance du bruit du système.

#### 6. Prédiction de l'estimation d'état

$$\hat{x}_{k+1/k} = \hat{x}_{k/k} + f(\hat{x}_{k/k}, u_k) T_s$$



## ANNEXE II

### PARAMÈTRES DES SYSTÈMES

#### 1. Paramètres de simulation de la configuration du chapitre 3

##### Éolienne

Rayon de la pale :  $R = 39 \text{ m}$

Vitesse du vent nominal :  $V_{\text{vent(nom)}} = 9 \text{ m/s}$

$\rho$ : Masse volumique de l'air, dans les conditions normales de températures et de la pression au niveau de la mer, ( $\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$ )

Coefficients de la turbine ( $C_1 = 0.22, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21, C_6 = 12.5, C_7 = 0.08, C_8 = 0.035$ )

##### PMSG

Puissance mécanique :  $P = 2 \text{ MW}$

Résistance statorique :  $R_s = 0.1 \Omega$

Inductance statorique sur l'axe d-q :  $L_d = L_q = 0.5 \text{ mH}$

Flux magnétique :  $\lambda_m = 6.5 \text{ V.s}$

##### Stations 3L-NPC VSC-HVDC

Tension entre phases :  $V_{L-L} = 150 \text{ kV}$

Fréquence :  $f = 60 \text{ Hz}$

Filtre AC :  $Q = 40 \text{ Mvar}, R = 0.0750 \Omega$

Condensateur :  $C_{p1} = C_{n1} = C_{p2} = C_{n2} = 70 \mu\text{F}$ ,

Filtre DC :  $C_{p\_DCF1} = C_{n\_DCF1} = C_{p\_DCF2} = C_{n\_DCF2} = 12 \mu\text{F}$ ,  $R_{\_DCF1} = R_{\_DCF2} = 0.14737 \Omega$ ,  $L_{\_DCF1} = L_{\_DCF2} = 46.908 \text{ mH}$

Résistance de ligne :  $R_1 = R_2 = 0.025 \Omega$

Inductance de ligne :  $L_1 = L_2 = 8.0 \text{ mH}$

Transformateur T1 :  $150 \text{ kV}/315 \text{ kV}$

Transformateur T2 :  $315 \text{ kV}/150 \text{ kV}$

Transformateur T3 :  $150 \text{ kV}/315 \text{ kV}$

##### Réseau AC principal

Tension entre phases :  $V_{\text{rmsPh-Ph}} = 315 \text{ kV}$

Fréquence :  $f = 60 \text{ Hz}$

##### Défauts AC

Résistance de défaut:  $R_{ON} = 0.001 \Omega$

Résistance à la terre:  $R_g = 0.001 \Omega$

Résistance d'amortissement (snubbers):  $R_p = 0.001 \Omega$

##### Défauts DC

Résistance de défaut:  $R_{ON} = 0.001 \Omega$

**Câble DC**

Rayon de conducteur : 0.0178 m  
 Rayon extérieur d'isolateur : 0.0370 m  
 Résistivité du cuivre :  $1.724 \times 10^{-8}$   
 Permittivité : 2.3  
 Résistance à 20°C : 0.0172  $\Omega/\text{km}$

**2. Paramètres de simulation de la configuration du chapitre 4****Éolienne**

Rayon de la pale :  $R = 39$  m  
 Vitesse du vent nominal :  $V_{\text{vent(nom)}} = 9$  m/s  
 $\rho$ : Masse volumique de l'air, dans les conditions normales de températures et de la pression au niveau de la mer, ( $\rho = 1.205$  kg/m<sup>3</sup>)  
 Coefficients de la turbine ( $C_1 = 0.22, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21, C_6 = 12.5, C_7 = 0.08, C_8 = 0.035$ )

**PMSG**

Puissance mécanique :  $P = 2$  MW  
 Résistance statorique :  $R_s = 0.1$   $\Omega$   
 Inductance statorique sur l'axe d-q :  $L_d = L_q = 0.5$  mH  
 Flux magnétique :  $\lambda_m = 6.5$  V.s

**Stations VSC-HVDC**

Tension entre phases :  $V_{L-L} = 150$  kV  
 Fréquence :  $f = 60$  Hz  
 Filtre AC :  $Q = 40$  Mvar,  $R = 0.0750$   $\Omega$   
 Condensateur :  $C_{dc} = 3000$   $\mu\text{F}$   
 Résistance de ligne :  $R_l = 0.025$   $\Omega$   
 Inductance de ligne :  $L_l = 8.0$  mH  
 Transformateur T1 : 150 kV/315 kV  
 Transformateur T2 : 315 kV/150 kV  
 Transformateur T3 : 150 kV/315 kV

**Réseau AC principal**

Tension entre phases :  $V_{\text{rmsPh-Ph}} = 315$  kV  
 Fréquence :  $f = 60$  Hz

**Défauts AC**

Résistance de défaut:  $R_{ON} = 0.001$   $\Omega$   
 Résistance à la terre:  $R_g = 0.001$   $\Omega$   
 Résistance d'amortissement (snubbers):  $R_p = 0.001$   $\Omega$

**Défauts DC**

Résistance de défaut:  $R_{ON} = 0.001$   $\Omega$

**Câble DC**

Rayon de conducteur : 0.0178 m  
 Rayon extérieur d'isolateur : 0.0370 m  
 Résistivité du cuivre :  $1.724 \times 10^{-8}$   
 Permittivité : 2.3  
 Résistance à 20°C : 0.0172  $\Omega/\text{km}$

**3. Paramètres de simulation de la configuration du chapitre 5****Éolienne**

Rayon de la pale :  $R = 39 \text{ m}$   
 Vitesse du vent nominal :  $V_{\text{vent(nom)}} = 9 \text{ m/s}$   
 $\rho$ : Masse volumique de l'air, dans les conditions normales de températures et de la pression au niveau de la mer, ( $\rho = 1.205 \text{ kg/m}^3$ )  
 Coefficients de la turbine ( $C_1 = 0.22, C_2 = 116, C_3 = 0.4, C_4 = 5, C_5 = 21, C_6 = 12.5, C_7 = 0.08, C_8 = 0.035$ )

**PMSG**

Puissance mécanique :  $P = 2 \text{ MW}$   
 Résistance statorique :  $R_s = 0.1 \Omega$   
 Inductance statorique sur l'axe d-q :  $L_d = L_q = 0.5 \text{ mH}$   
 Flux magnétique :  $\lambda_m = 6.5 \text{ V.s}$   
 Transformateur T1 : 5 kV/100 kV

**BOOST**

Inductance :  $L = 0.5 \text{ mH}$   
 Condensateur :  $C = 3000 \mu\text{F}$

**Stations VSC-HVDC**

Tension entre phases :  $V_{L-L} = 100 \text{ kV}$   
 Fréquence :  $f = 60 \text{ Hz}$   
 Filtre AC :  $Q = 40 \text{ Mvar}, R = 0.0750 \Omega$   
 Condensateur :  $C_{dc} = 3000 \mu\text{F}$   
 Résistance de ligne :  $R_l = 0.025 \Omega$   
 Inductance de ligne :  $L_l = 8.0 \text{ mH}$   
 Transformateur T1 : 100 kV/230 kV

**Réseau AC principal**

Tension entre phases :  $V_{\text{rmsPh-Ph}} = 230 \text{ kV}$   
 Fréquence :  $f = 60 \text{ Hz}$

**Défauts DC**

Résistance de défaut:  $R_{ON} = 0.001 \Omega$

**Câble DC**

Rayon de conducteur : 0.0178 m  
Rayon extérieur d'isolateur : 0.0370 m  
Résistivité du cuivre :  $1.724 \times 10^{-8}$   
Permittivité : 2.3  
Résistance à 20°C :  $0.0172 \Omega/\text{km}$

**Expérimentation (prototype à échelle réduite)****Réseau AC**

Tension entre phases :  $V_{\text{rmsPh-Ph}} = 50\text{V}$   
Fréquence :  $f = 60 \text{ Hz}$   
Résistance de ligne :  $R_{\text{grid}} = 0.25 \Omega$   
Inductance de ligne :  $L_{\text{grid}} = 0.5 \text{ mH}$

**Filtre RC**

Résistance :  $R = 5 \Omega$   
Condensateur :  $C = 10 \mu\text{F}$

**Onduleur**

Résistance de ligne :  $R_{\text{inv}} = 0.25 \Omega$   
Inductance de ligne :  $L_{\text{inv}} = 5.0 \text{ mH}$   
Condensateur :  $C_{\text{dc}} = 2500 \mu\text{F}$   
Tension du bus DC :  $V_{\text{dc}} = 100 \text{ V}$

**BOOST**

Inductance :  $L = 0.5 \text{ mH}$   
Condensateur :  $C = 2500 \mu\text{F}$

**RES**

Tension : 150 V  
Courant : 14 A

**Test de défaut**

Résistance de défaut  $R_{\text{déf}} = 25 \Omega$



## BIBLIOGRAPHIE

- ABB. 2008. « It's time to connect - Technical description of HVDC Light® technology ». < <http://www.lgesales.com/pdf/Switchgear/HVDCLight.pdf> >.
- Ackermann, Thomas. 2005. *Wind power in power systems*. Chichester, England ; Etobicoke, Ont.: J. Wiley, xlvii, p. 691.
- Ackermann, Thomas. 2012. *Wind power in power systems, second edition [ressource électronique]*, 2nd. Chichester, West Sussex, U.K.: Wiley, 1 ressource en ligne.
- Agarwal, V., R. K. Aggarwal, P. Patidar et C. Patki. 2010. « A Novel Scheme for Rapid Tracking of Maximum Power Point in Wind Energy Generation Systems ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 25, n° 1, p. 228-236.
- Akagi, H. 2011. « Classification, Terminology, and Application of the Modular Multilevel Cascade Converter (MMCC) ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 11, p. 3119-3130.
- Andersen, B. R., L. Xu, P. J. Horton et P. Cartwright. 2002. « Topologies for VSC transmission ». *Power Engineering Journal*, vol. 16, n° 3, p. 142-150.
- Attya, A. B., et T. Hartkopf. 2014. « Wind turbine contribution in frequency drop mitigation - modified operation and estimating released supportive energy ». *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 8, n° 5, p. 862-872.
- Azzouzi, Jaouad. 2007. « Contribution à la modélisation et à l'optimisation des machines synchrones à aimants permanents à flux axial. Application au cas de l'aérogénérateur ». Thèse (Ph. D). Université du Havre, France.
- Barote, L., et C. Marinescu. 2010. « PMSG wind turbine system for residential applications ». In *Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010 International Symposium on*. (14-16 June 2010), p. 772-777.
- Basar, T. 2001. « A New Approach to Linear Filtering and Prediction Problems ». In *Control Theory: Twenty-Five Seminal Papers (1932-1981)*. p. 167-179. Wiley-IEEE Press.
- Beerten, J., S. Cole et R. Belmans. 2012. « Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC/DC Power Flow Algorithms ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n° 2, p. 821-829.
- Benadja, M., et A. Chandra. 2012. « A new MPPT algorithm for PMSG based grid connected wind energy system with power quality improvement features ». In *Power India Conference, 2012 IEEE Fifth*. (19-22 Dec. 2012), p. 1-6.

- Benadja, M., et A. Chandra. 2014. « Sensorless control for wind energy conversion system (WECS) with power quality improvement ». In *PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014 IEEE*. (27-31 July 2014), p. 1-5.
- Benadja, M., et A. Chandra. 2015. « Adaptive Sensorless Control of PMSGs-Based Offshore Wind Farm and VSC-HVdc Stations ». *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 3, n° 4, p. 918-931.
- Bernal-Perez, S., S. Ano-Villalba, R. Blasco-Gimenez et J. Rodriguez-D'Erlee. 2013. « Efficiency and Fault Ride-Through Performance of a Diode-Rectifier- and VSC-Inverter-Based HVDC Link for Offshore Wind Farms ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, n° 6, p. 2401-2409.
- Bhende, C. N., S. Mishra et S. G. Malla. 2011. « Permanent Magnet Synchronous Generator-Based Standalone Wind Energy Supply System ». *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 2, n° 4, p. 361-373.
- Bin Wu, Yongqiang Lang, Navid Zargari, Samir Kouro. 2011. *Power Conversion and Control of Wind Energy Systems*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Blasco-Gimenez, R., Ano, x, S. Villalba, D'Derle Rodriguez, x, J. e, S. Bernal-Perez et F. Morant. 2011. « Diode-Based HVdc Link for the Connection of Large Offshore Wind Farms ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 2, p. 615-626.
- Blasco-Gimenez, R., N. Aparicio, S. Ano-Villalba et S. Bernal-Perez. 2013. « LCC-HVDC Connection of Offshore Wind Farms With Reduced Filter Banks ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n° 6, p. 2372-2380.
- Boldea, Ion. 2005. *The Electric Generators Handbook: Variable Speed Generators*. CRC Press.
- Bolognani, S., M. Zigliotto et M. Zordan. 2001. « Extended-range PMSM sensorless speed drive based on stochastic filtering ». *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 16, n° 1, p. 110-117.
- Bungay, E. W. G., et Donald McAllister. 1992. *Electric cables handbook*, 2nd. Oxford: BSP Professional Books, xiv, p. 977.
- Burnham, D. J., S. Santoso et E. Muljadi. 2009. « Variable rotor-resistance control of wind turbine generators ». In *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. (26-30 July 2009), p. 1-6.

- Camblong, Haritza. 2003. « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité des aérogénérateurs à vitesse variable ». Thèse (Ph. D). ÉNSAM Centre de Bordeaux, France.
- Cao, J., W. Du, H. F. Wang et S. Q. Bu. 2013. « Minimization of Transmission Loss in Meshed AC/DC Grids With VSC-MTDC Networks ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 3, p. 3047-3055.
- Chalmers, B. J., et E. Spooner. 1999. « An axial-flux permanent-magnet generator for a gearless wind energy system ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 14, n° 2, p. 251-257.
- Chaudhary, S. K., R. Teodorescu, P. Rodriguez, P. C. Kjaer et A. M. Gole. 2012. « Negative Sequence Current Control in Wind Power Plants With VSC-HVDC Connection ». *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, n° 3, p. 535-544.
- Chaudhuri, N. R., R. Majumder, B. Chaudhuri et J. Pan. 2011. « Stability Analysis of VSC MTDC Grids Connected to Multimachine AC Systems ». *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, n° 4, p. 2774-2784.
- Chen, X., W. Lin, H. Sun, J. Wen, N. Li et L. Yao. 2011. « LCC based MTDC for grid integration of large onshore wind farms in Northwest China ». In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. (24-29 July 2011), p. 1-10.
- Courtecuisse, V., M. El Mokadem, C. Saudemont, B. Robyns et J. Deuse. 2008. « Experiment of a wind generator participation to frequency control ». In *Wind Power to the Grid - EPE Wind Energy Chapter 1st Seminar, 2008. EPE-WECS 2008*. (27-28 March 2008), p. 1-6.
- Dahmani, Ouahid. 2014. « Modélisation, optimisation et analyse de fiabilité de topologies électriques AC de parcs éoliens offshore ». Thèse (Ph. D). Université Nantes Angers Le Mans, France.
- Dar, T., K. Suryanarayanan et A. Geisberger. 2014. « No Physical Stimulus Testing and Calibration for MEMS Accelerometer ». *Microelectromechanical Systems, Journal of*, vol. 23, n° 4, p. 811-818.
- Datta, R., et V. T. Ranganathan. 2003. « A method of tracking the peak power points for a variable speed wind energy conversion system ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 18, n° 1, p. 163-168.
- Deng, F., et Z. Chen. 2011. « An offshore wind farm with DC grid connection and its performance under power system transients ». In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. (24-29 July 2011), p. 1-8.

- Ducard, Guillaume J. J., et SpringerLink (Service en ligne). 2009. *Fault-tolerant Flight Control and Guidance Systems [ressource électronique] : Practical Methods for Small Unmanned Aerial Vehicles*. Coll. « Advances in industrial control, ». London: Springer London.
- Elserougi, A. A., A. M. Massoud, A. S. Abdel-khalik et S. Ahmed. 2014. « Bidirectional Buck-Boost Inverter-Based HVDC Transmission System With AC-Side Contribution Blocking Capability During DC-Side Faults ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, n° 3, p. 1249-1261.
- Éolienne, Wiki. 2016. < [http://eolienne.f4jr.org/generateur\\_electrique](http://eolienne.f4jr.org/generateur_electrique) >.
- Erlich, I., C. Feltes et F. Shewarega. 2014. « Enhanced Voltage Drop Control by VSC-HVDC Systems for Improving Wind Farm Fault Ridethrough Capability ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, n° 1, p. 378-385.
- Erlich, I., F. Shewarega, C. Feltes, F. W. Koch et J. Fortmann. 2013. « Offshore Wind Power Generation Technologies ». *Proceedings of the IEEE*, vol. 101, n° 4, p. 891-905.
- EWEA, European Wind Energy Association. 2010. « The European Offshore Wind Industry—KeyTrends and Statistics 2009 ». < [www.ewea.org](http://www.ewea.org) >.
- Flourentzou, N., V. G. Agelidis et G. D. Demetriades. 2009. « VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, n° 3, p. 592-602.
- Frede, Blaabjerg, et Chen Zhe. 2006. *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. Coll. « Power Electronics for Modern Wind Turbines ». Morgan & Claypool, p. 68.
- Geng, Tang, Xu Zheng et Zhou Yuzhi. 2014. « Impacts of Three MMC-HVDC Configurations on AC System Stability Under DC Line Faults ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, n° 6, p. 3030-3040.
- Glinka, M., et R. Marquardt. 2005. « A new AC/AC multilevel converter family ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 52, n° 3, p. 662-669.
- Hamadi, Abdelhamid. 2010. « Contribution à l'étude des filtres hybrides de puissance utilisés pour améliorer la qualité de l'énergie dans le réseau électrique de distribution ». Thèse (Ph. D). École de technologie supérieure, Montréal, Canada.
- Häusler, Michael. 1999. « Multiterminal HVDC for High Power Transmission in Europe ». *CEPEX99, Poznan, Poland*, p. 1-5.
- Hingorani, N. G. 1996. « High-voltage DC transmission: a power electronics workhorse ». *IEEE Spectrum*, vol. 33, n° 4, p. 63-72.

- Holtsmark, N., H. J. Bahirat, M. Molinas, B. A. Mork et H. K. Hoidalen. 2013. « An All-DC Offshore Wind Farm With Series-Connected Turbines: An Alternative to the Classical Parallel AC Model ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, n° 6, p. 2420-2428.
- Holtsmark, N., et M. Molinas. 2012. « Loss comparison of matrix and back-to-back converters for offshore WECS ». In *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES*. (7-10 May 2012), p. 1-6.
- Hui, J., et A. Bakhshai. 2008. « Adaptive algorithm for fast maximum power point tracking in wind energy systems ». In *Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*. (10-13 Nov. 2008), p. 2119-2124.
- Idkhajine, L., E. Monmasson et A. Maalouf. 2012. « Fully FPGA-Based Sensorless Control for Synchronous AC Drive Using an Extended Kalman Filter ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, n° 10, p. 3908-3918.
- Johnson, K. E., Lucy Y. Pao, M. J. Balas et L. J. Fingersh. 2006. « Control of variable-speed wind turbines: standard and adaptive techniques for maximizing energy capture ». *Control Systems, IEEE*, vol. 26, n° 3, p. 70-81.
- Jun, Liang, Jing Tianjun, O. Gomis-Bellmunt, J. Ekanayake et N. Jenkins. 2011. « Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 4, p. 2596-2604.
- Keysan, O., et M. A. Mueller. 2011. « A Homopolar HTSG Topology for Large Direct-Drive Wind Turbines ». *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on*, vol. 21, n° 5, p. 3523-3531.
- Khanesar, M. A., E. Kayacan, M. Teshnehlab et O. Kaynak. 2012. « Extended Kalman Filter Based Learning Algorithm for Type-2 Fuzzy Logic Systems and Its Experimental Evaluation ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, n° 11, p. 4443-4455.
- Khanna, R., Zhang Qin hao, W. E. Stanchina, G. F. Reed et Mao Zhi-Hong. 2014. « Maximum Power Point Tracking Using Model Reference Adaptive Control ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, n° 3, p. 1490-1499.
- Kim, G. H., N. Kim, K. M. Kim, M. Park, I. K. Yu, S. Lee et T. J. Park. 2012. « EMTDC Based Simulation of 10 MW Class Grid-Connected Superconducting Wind Turbine Generator ». *Applied Superconductivity, IEEE Transactions on*, vol. 22, n° 3, p. 5202105-5202105.

- Kun, Zhao, Li Gengyin, Wang Bozhong et Zhou Ming. 2011. « Grid-connected topology of PMSG wind power system based on VSC-HVDC ». In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*. (6-9 July 2011), p. 297-302.
- Lefebvre, S., W. K. Wong, J. Reeve, M. Baker et D. Chapman. 1991. « Considerations for modeling MTDC systems in transient stability programs ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 6, n° 1, p. 397-404.
- Lidong, Zhang, Lennart Harnefors et H. P. Nee. 2010. « Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, n° 2, p. 809-820.
- Lidong, Zhang, Lennart Harnefors et H. P. Nee. 2011. « Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 2, p. 783-793.
- Lopez, Miguel. 2008. « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée ». Thèse (Ph.D). Université Paris-Sud XI, France.
- Meah, K., et S. Ula. 2007. « Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems ». In *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*. (24-28 June 2007), p. 1-5.
- Mendalek, N. 2008. « Sliding mode control of three-phase four-wire shunt active power filter ». In *Electrical and Computer Engineering, 2008. CCECE 2008. Canadian Conference on*. (4-7 May 2008), p. 000443-000448.
- Mendalek, N., K. Al-Haddad, F. Fnaiech et L. A. Dessaint. 2001. « Sliding mode control of 3-phase 3-wire shunt active filter in the dq frame ». In *Electrical and Computer Engineering, 2001. Canadian Conference on*. (2001) Vol. 2, p. 765-769.
- Mendalek, Nassar. 2003. « Qualité de l'onde électrique et moyens de mitigation ». Thèse (Ph D ). École de technologie supérieure, Montréal, Canada.
- Mercorelli, P. 2012. « A Hysteresis Hybrid Extended Kalman Filter as an Observer for Sensorless Valve Control in Camless Internal Combustion Engines ». *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 48, n° 6, p. 1940-1949.
- Minxiao, Han, Wang Hailong et Guo Xiaojiao. 2012. « Control strategy research of LCC based multiterminal HVDC system ». In *Power System Technology (POWERCON), 2012 IEEE International Conference on*. (Oct. 30 2012-Nov. 2 2012), p. 1-5.

- Minyuan, Guan, et Xu Zheng. 2012. « Modeling and Control of a Modular Multilevel Converter-Based HVDC System Under Unbalanced Grid Conditions ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 27, n° 12, p. 4858-4867.
- Monjean, Pascal. 2012. « Optimisation de l'architecture et des flux énergétiques de centrales à énergie renouvelables offshore et onshore équipées de liaisons en continu ». Thèse (Ph. D). ÉNS Arts et Métiers, Paris Tech, France.
- Mor, J. J., x00E, P. F. Puleston, C. Kunusch et M. A. Fantova. 2015. « Development and Implementation of a Supervisor Strategy and Sliding Mode Control Setup for Fuel-Cell-Based Hybrid Generation Systems ». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, n° 1, p. 218-225.
- Munteanu, Iulian, Antoneta Iuliana Bratcu, Emil Ceanga, Nicolaos-Antonio Cutululis et SpringerLink (Service en ligne). 2008. *Optimal Control of Wind Energy Systems [ressource électronique] : Towards a Global Approach*. Coll. « Advances in industrial control, ». London: Springer-Verlag London Limited.
- Muyeen, S. M., R. Takahashi et J. Tamura. 2010. « Operation and Control of HVDC-Connected Offshore Wind Farm ». *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 1, n° 1, p. 30-37.
- Preece, R., N. C. Woolley et J. V. Milanovic. 2013. « The Probabilistic Collocation Method for Power-System Damping and Voltage Collapse Studies in the Presence of Uncertainties ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, n° 3, p. 2253-2262.
- Qingsong, Xu, et Jia Minping. 2014. « Model Reference Adaptive Control With Perturbation Estimation for a Micropositioning System ». *Control Systems Technology, IEEE Transactions on*, vol. 22, n° 1, p. 352-359.
- Quang, N. K., N. T. Hieu et Q. P. Ha. 2014. « FPGA-Based Sensorless PMSM Speed Control Using Reduced-Order Extended Kalman Filters ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, n° 12, p. 6574-6582.
- Rahmani, S., N. Mendalek et K. Al-Haddad. 2010. « Experimental Design of a Nonlinear Control Technique for Three-Phase Shunt Active Power Filter ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, n° 10, p. 3364-3375.
- Ribeiro, R. L. d. A., T. d. O. A. Rocha, R. M. de Sousa, E. C. dos Santos et A. M. N. Lima. 2015. « A Robust DC-Link Voltage Control Strategy to Enhance the Performance of Shunt Active Power Filters Without Harmonic Detection Schemes ». *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, n° 2, p. 803-813.
- Saad, Hani Aziz. 2015. « Modélisation et simulation d'une liaison HVDC de type VSC-MMC ». Thèse (Ph. D). École Polytechnique de Montréal, Canada.

- Setreus, J., et L. Bertling. 2008. « Introduction to HVDC Technology for Reliable Electrical Power Systems ». In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08. Proceedings of the 10th International Conference on.* (25-29 May 2008), p. 1-8.
- Shuhui, Li, T. A. Haskew et Xu Ling. 2010. « Control of HVDC Light System Using Conventional and Direct Current Vector Control Approaches ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 25, n° 12, p. 3106-3118.
- Singh, Bhim, Ambrish Chandra et Kamal Al-Haddad. 2015. *Power quality problems and mitigation techniques*. John Wiley and Sons Ltd, U. K.
- Singh, M., et A. Chandra. 2009. « Control of PMSG based variable speed wind-battery hybrid system in an isolated network ». In *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE.* (26-30 July 2009), p. 1-6.
- Singh, M., et A. Chandra. 2011. « Application of Adaptive Network-Based Fuzzy Inference System for Sensorless Control of PMSG-Based Wind Turbine With Nonlinear-Load-Compensation Capabilities ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 1, p. 165-175.
- Slotine, Jean-Jacques E., et Weiping Li. 1991. *Applied Nonlinear Control*, Prentice Hall Englewood Cliffs, New Jersey 07632.
- Song, Wang, Li Gengyin, Zhou Ming et Zhang Zhe. 2011. « Research on VSC-HVDC system to mitigate power output fluctuation caused by wind farms ». In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on.* (6-9 July 2011), p. 314-319.
- Song, X., J. Fang, B. Han et S. Zheng. 2016. « Adaptive Compensation Method for High-Speed Surface PMSM Sensorless Drives of EMF-Based Position Estimation Error ». *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 31, n° 2, p. 1438-1449.
- Tang, G., Z. Xu, H. Dong et Q. Xu. 2016. « Sliding Mode Robust Control Based Active-Power Modulation of Multi-Terminal HVDC Transmissions ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n° 2, p. 1614-1623.
- Terao, Y., M. Sekino et H. Ohsaki. 2013. « Comparison of Conventional and Superconducting Generator Concepts for Offshore Wind Turbines ». *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 23, n° 3, p. 5200904-5200904.
- Torres-Olguin, R. E., A. Garces, M. Molinas et T. Undeland. 2013. « Integration of Offshore Wind Farm Using a Hybrid HVDC Transmission Composed by the PWM Current-Source Converter and Line-Commutated Converter ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 28, n° 1, p. 125-134.



- Uehara, A., A. Pratap, T. Goya, T. Senjyu, A. Yona, N. Urasaki et T. Funabashi. 2011. « A Coordinated Control Method to Smooth Wind Power Fluctuations of a PMSG-Based WECS ». *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, n° 2, p. 550-558.
- Van, T. L., T. H. Nguyen et D. C. Lee. 2015. « Advanced Pitch Angle Control Based on Fuzzy Logic for Variable-Speed Wind Turbine Systems ». *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, n° 2, p. 578-587.
- Veilleux, E., et P. W. Lehn. 2014. « Interconnection of Direct-Drive Wind Turbines Using a Series-Connected DC Grid ». *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 5, n° 1, p. 139-147.
- Walker, S., K. W. Hipel et T. Inohara. 2007. « Strategic analysis of the Kyoto Protocol ». In *Systems, Man and Cybernetics, 2007. ISIC. IEEE International Conference on*. (7-10 Oct. 2007), p. 1806-1811.
- Wang, L., et D. N. Truong. 2013. « Dynamic Stability Improvement of Four Parallel-Operated PMSG-Based Offshore Wind Turbine Generators Fed to a Power System Using a STATCOM ». *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, n° 1, p. 111-119.
- Weihao, Hu, Wang Yue, Song Xianwen et Wang Zhaoan. 2008. « Development of wind turbine simulator for wind energy conversion systems based on permanent magnet synchronous motor ». In *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*. (17-20 Oct. 2008), p. 2322-2326.
- Wenyuan, Wang, A. Beddard, M. Barnes et O. Marjanovic. 2014. « Analysis of Active Power Control for VSC-HVDC ». *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 29, n° 4, p. 1978-1988.
- Wikipédia. 2016. «Courant continu haute tension».  
< [https://fr.wikipedia.org/wiki/Courant\\_continu\\_haute\\_tension](https://fr.wikipedia.org/wiki/Courant_continu_haute_tension) >.
- Xiaodong, Zheng, Tai Nengling, Wu Zhongyu et J. Thorp. 2014. « Harmonic current protection scheme for voltage source converter-based high-voltage direct current transmission system ». *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 8, n° 9, p. 1509-1515.
- Xiaojie, Shi, Wang Zhiqiang, Liu Bo, Liu Yiqi, L. M. Tolbert et F. Wang. 2015. « Characteristic Investigation and Control of a Modular Multilevel Converter-Based HVDC System Under Single-Line-to-Ground Fault Conditions ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 30, n° 1, p. 408-421.

- Xu, Yang, Gong Xiang et Qiao Wei. 2010. « Mechanical sensorless maximum power tracking control for direct-drive PMSG wind turbines ». In *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010 IEEE*. (12-16 Sept. 2010), p. 4091-4098.
- Yang, Y., K. T. Mok, S. C. Tan et Y. S. 2015. « Nonlinear Dynamic Power Tracking of Low-Power Wind Energy Conversion System ». *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, n° 9, p. 5223-5236.
- Yi, X., F. Yang, X. Fu et Z. Xu. 2014. « Principle and algorithm of reactive power management for LCC-based parallel MTDC transmission system ». In *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*. (20-22 Oct. 2014), p. 2265-2271.
- Ying-Shieh, Kung, et Tsai Ming-Hung. 2007. « FPGA-Based Speed Control IC for PMSM Drive With Adaptive Fuzzy Control ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 22, n° 6, p. 2476-2486.
- Yousefpoor, N., A. Narwal et S. Bhattacharya. 2015. « Control of DC-Fault-Resilient Voltage Source Converter-Based HVDC Transmission System Under DC Fault Operating Condition ». *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 62, n° 6, p. 3683-3690.
- Zbinden, K., E. Barragan et R. Pederson. 1988. « 150-kV and 110-kV XLPE submarine cable installations between Morcote and Brusino, Switzerland ». *Electrical Insulation Magazine, IEEE*, vol. 4, n° 2, p. 11-14.
- Zhong-gang, Yin, Zhao Chang, Zhong Yan-ru et Liu Jing. 2014. « Research on Robust Performance of Speed-Sensorless Vector Control for the Induction Motor Using an Interfacing Multiple-Model Extended Kalman Filter ». *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, n° 6, p. 3011-3019.